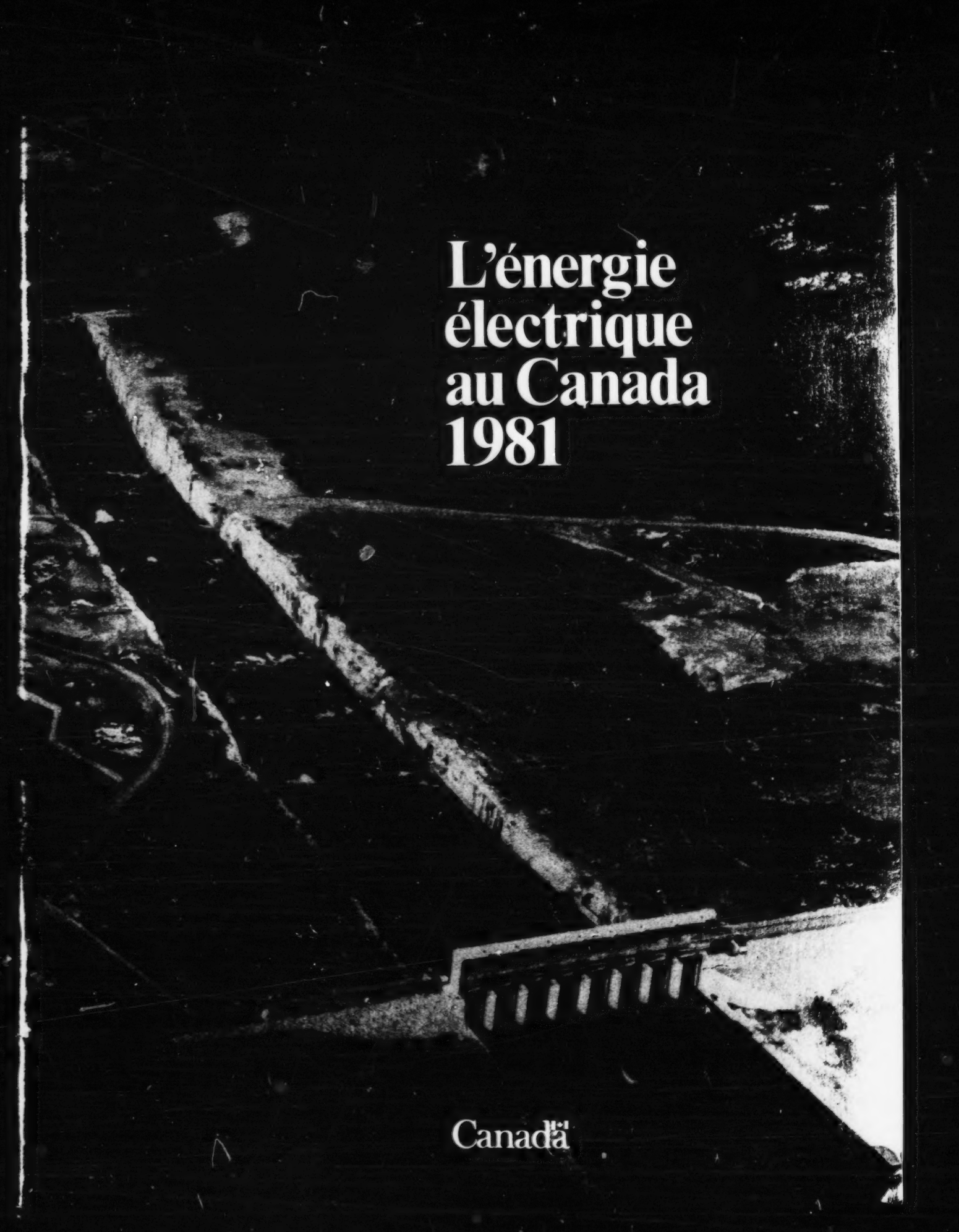


L'énergie électrique au Canada 1981

Canada

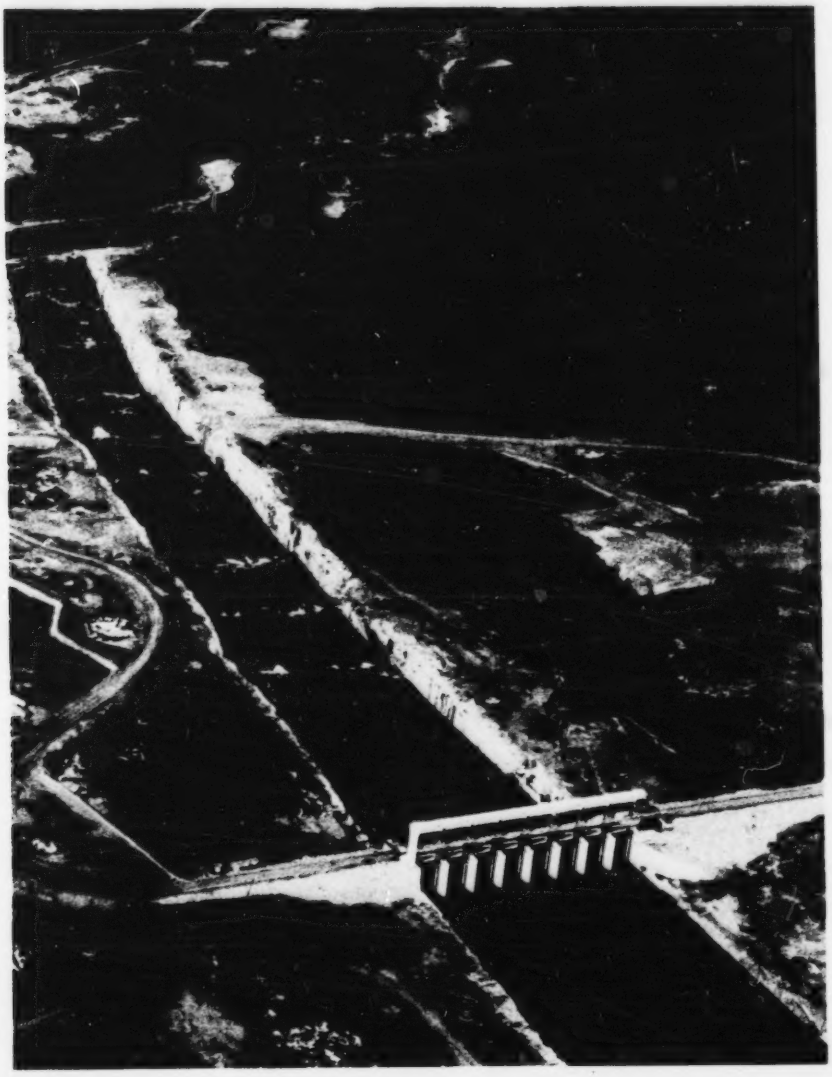
Couverture:

Évacuateur de crues au complexe LG-2 d'Hydro-Québec.
La construction de cette centrale hydro-électrique de 5 328 MW,
la plus grande au Canada, a été achevée en 1981.

Photos gracieuseté de:

Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick
Hydro-Ontario
Hydro-Québec
Nova Scotia Power Corporation

L'énergie électrique au Canada 1981



Direction de l'énergie électrique
Secteur de la politique de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Publié sous l'autorité du Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

© Ministre des Approvisionnements et Service Canada 1982
N° de cat. M23-7/1981F
ISBN 0-662-12349-2

TABLE DES MATIÈRES

5 Définitions et abréviations

6 Consommation, production et capacité de production

12 Progrès accomplis en 1981
Faits saillants au niveau fédéral
Faits saillants et questions au niveau provincial

14 L'électricité au nord du 60e parallèle: le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest

19 Utilisation de l'électricité pour le chauffage et la production d'eau chaude

22 Utilisation des combustibles

23 Prévisions de demande, de production et de capacité de production d'électricité

27 Exportations et importations

30 Structure de l'industrie

31 Investissement

34 Financement

36 Établissement des coûts et des prix

41 Sources d'énergie de rechange

45 Recherche et développement

48 Questions environnementales

51 Bibliographie

52 Appendices

TABLEAUX

		PAGE
1.	Sommaire statistique: totaux pour le Canada, 1980-1981	6
2.	Offre et demande provinciales d'électricité	7
3.	Variations de la puissance installée réalisées en 1981	9
4.	Comparaison statistique du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest	14
5.	Puissance installée dans les territoires au 31 décembre 1981	15
6.	Production d'électricité dans les territoires, 1971-1981	16
7.	Augmentations de puissance proposées au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest	17
8.	Pourcentage des divers types d'énergie utilisés pour la production d'eau chaude	20
9.	Pourcentage des divers types d'énergie utilisés pour le chauffage des locaux	20
10.	Pourcentage de la progression de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des nouvelles habitations	21
11.	Pourcentage de la prévision de la progression de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude dans les nouvelles habitations	21
12.	(a) Utilisation des combustibles par les entreprises de service public, 1980 (b) Utilisation des combustibles par les entreprises de service public, 1980	22
13.	Taux de croissance annuelle du PNB, de la population et de l'énergie primaire et électrique	24
14.	(a) Prévisions relatives à la puissance installée par type pour le Canada (b) Prévisions relatives à la production par source au Canada	26
15.	Commerce international d'électricité, 1977-1981	28
16.	Grandes interconnexions entre le Canada et les États-Unis	28
17.	Interconnexions projetées vers les États-Unis	30
18.	Principales interconnexions entre les provinces	30
19.	Interconnexions projetées entre les provinces	30
20.	Production des entreprises de service public et des établissements industriels, 1970-1981	31
21.	Immobilisations et revenus des services publics d'électricité, 1980	32
22.	Dépenses d'investissement des services publics d'électricité	32
23.	Coût original des immobilisations des services publics en opération	33
24.	Prévisions relatives aux dépenses d'investissement des services publics d'électricité	33
25.	Progression des dépenses d'investissement des services publics d'électricité	34
26.	Structure financière des services publics d'électricité	35
27.	Revenu moyen des ventes d'électricité par province	35
28.	Coûts mensuels de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1981	37
29.	Augmentations annuelles moyennes des taux, 1974-1981	39
A1.	Puissance installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1981	52
A2.	Puissance installée et projetée, 1981	53
A3.	Capacité thermique classique, par type de combustible. Données préliminaires au 31 décembre 1981	54
A4.	Production d'énergie électrique, par type de combustible, données pour 1981	54
A5.	Importations et exportations d'électricité par les provinces	55
A6.	Capacité de production par type	56
A7.	Expansion de la puissance installée au Canada par centrale. Principales additions en 1981 et projets pour 1982-1994	59

FIGURES PAGE

1. Pourcentage sectoriel de la demande totale d'électricité au Canada 8
2. Capacité et production selon la région et la source d'énergie 9
3. Puissance installée et production d'énergie électrique selon le type principal de combustible, 1981 10
4. Progression de la puissance installée, 1915-1981 11
5. Relation historique entre la demande d'électricité per capita et le produit national brut per capita 23
6. Prévisions d'énergie électrique 24
7. Énergie électrique, transferts et exportations nets, 1981 29
8. Intérêt moyen sur les nouvelles dettes à long terme des services publics d'électricité, 1960-1981 36
9. Tendance de l'indice des prix dans la construction des installations de production d'électricité, 1965-1981 38
10. Coût unitaire du combustible fossile servant à la production d'électricité, 1960-1980 39
11. Indices des prix, 1949-1981 40

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Capacité	Quantité théorique d'énergie que des installations peuvent produire ou livrer à un moment déterminé. Par exemple, la capacité de production installée (ou puissance installée) d'une entreprise désigne la quantité d'énergie que cette entreprise peut produire à un moment déterminé.		
Puissance	Énergie électrique fournie par unité de temps et ordinairement mesurée en kilowatts (kW).		
Production	Énergie électrique produite, ordinairement mesurée en kilowatts-heures (kWh).		
Consommation	Énergie électrique utilisée, ordinairement mesurée en kilowatts-heures (kWh).		
Puissance	kW - kilowatts		
	MW - mégawatts	–	1 000 kW
	GW - gigawatts	–	1 000 000 kW
	TW - térawatts	–	1 000 000 000 kW
Énergie	kWh - kilowatts-heures		
	MWh - mégawatts-heures	–	1 000 kWh
	GWh - gigawatts-heures	–	1 000 000 kWh
	TWh - térawatts-heures	–	1 000 000 000 kWh
Tension	kV - kilovolts		

CONSOMMATION, PRODUCTION ET CAPACITÉ DE PRODUCTION

Consommation

Le tableau 1 indique un accroissement de 1,1 % de la demande d'électricité au Canada en 1981, dont l'estimation s'élève à 343 700 GWh. La faiblesse de ce taux d'accroissement ne correspond pas au taux d'accroissement du produit national brut (PNB) estimé à 3 %, auquel la demande d'électricité a toujours été étroitement liée. Une des causes de cette faible croissance de la demande d'électricité est l'adoucissement de la température qui s'est manifesté dans bien des régions au cours de la saison de chauffage, au début et à la fin de 1981. En outre, la croissance a été affectée par la réduction de l'activité industrielle dans la seconde moitié de l'année, en particulier dans les provinces Maritimes. Toutefois, la demande d'électricité a été considérablement plus élevée que celle du pétrole et du gaz naturel, qui a baissé respectivement de 7 % et 3 %.

Le tableau 2, qui présente la demande d'électricité par province, révèle que c'est l'Alberta qui a connu la plus forte augmentation de la demande en 1981, et que la plus forte baisse s'est produite au Manitoba, tandis que dans les autres provinces, la demande a varié relativement peu depuis 1980.

Au cours de la décennie 1970-1980, les courbes de consommation par secteur se sont quelque peu modifiées, bien que l'allure générale reste à peu près la même. Le secteur industriel est le plus gros consommateur, suivi par le secteur résidentiel et par le secteur commercial, mais les parts respectives ont changé. La figure 1 montre que la part du secteur résidentiel s'est substantiellement accrue et que celle du secteur industriel est en baisse, celle du secteur commercial s'étant, elle aussi, légèrement accrue.

Tableau 1. Sommaire statistique: totaux pour le Canada, 1980-1981

	1981	1980	Variation en pourcentage	Référence au tableau*
Demande totale d'électricité (GWh)	343 748	340 069	1,08	2
Production totale (GWh)	377 622	367 306	2,81	2
de source: hydraulique	262 253	251 217	4,39	6
nucléaire	37 799	35 863	5,40	A4
thermique classique	77 570	80 226	–3,31	
Total des exportations nettes (GWh)	33 875	27 237	24,37	2
total des importations	1 497	2 939	–49,06	7
total des exportations	35 372	30 176	17,22	A5
Puissance totale au 31 décembre 1981 (MW)	83 308	81 052	2,78	A2
hydraulique	49 215	47 536	3,53	A3
nucléaire	5 600	5 600	–	
thermique classique	28 493	27 916	2,07	
Total des augmentations nettes de puissance en 1981 (MW)	2 256	4 742	–52,43	3
hydraulique	1 679	3 915	–57,11	A6
nucléaire	–	–		
thermique classique	577	827	–30,23	A7

* *Les tableaux indiqués en référence fournissent des données provinciales.*

À l'avant-plan: Construction de la centrale Bruce B. À l'arrière-plan: Usine d'eau lourde Bruce B, en service depuis 1981. La centrale jumelle, Bruce A, qui n'est pas illustrée, a été le plus grand fournisseur d'électricité qui ait jamais été en Ontario, pour la première fois en 1981. L'excédent de vapeur de ces centrales doit être consommé par les usines avoisinantes

Production

La production totale d'électricité, établie à 377 622 GWh en 1981, est en hausse de 2,8 % par rapport à celle de 1980. L'énergie hydraulique en assure 70 %, le nucléaire 10 %, le reste provenant de sources thermiques classiques. Cette hausse s'explique par une augmentation de 1,1 % de la demande d'électricité à usage domestique, et par un accroissement de 24,4 % des exportations nettes vers les États-Unis.

Il est à remarquer qu'en 1981, pour la première fois, c'est l'énergie nucléaire qui a fourni la plus grande part de l'alimentation d'une province. En Ontario, en effet, l'électricité produite au moyen du nucléaire a représenté 34 % de la production totale de la province, bien qu'elle ne représente que 22 % de la puissance totale installée. Ceci correspond à un facteur annuel de capacité de production de 77 %. Huit des réacteurs CANDU de l'Ontario figurent parmi les 15 premiers grands réacteurs nucléaires mondiaux en ce qui concerne le degré de fiabilité, et six de ces huit réacteurs occupent les six premières places au classement. Cette remarquable performance atteste le fonctionnement particulièrement efficace des réacteurs CANDU.

Capacité de production

Les données préliminaires pour 1981 indiquent un accroissement de la capacité de production de 2 256 MW qui est ainsi portée à 83 308 MW, en hausse de 2,8 % sur 1980. Sur ces 2 256 MW, 1 679 MW sont d'origine hydraulique, soit 74 %, les 26 % restants étant d'origine thermique classique. Il n'y a pas eu d'accroissement de la production d'énergie nucléaire en 1981. Ces augmentations figurent au tableau 3.

L'année 1981 a été marquée par l'achèvement des cinq dernières unités de 333 MW du projet d'Hydro-Québec à La Grande, site 2 (LG-2). Il s'agissait de

Tableau 2. Offre et demande provinciales d'électricité

Province	Année	Production	Exportations nettes	Demande provinciale totale	Augmentation de la demande en 1980-1981	Augmentations annuelles cumulées pour la période 1976-1981	Augmentations annuelles cumulées pour la période 1971-1981
			(GWh)			(%)	
Terre-Neuve	1981	44 665	36 039	8 626	0,95	3,82	6,10
	1980	46 374	37 829	8 545			
Île-du-Prince-Édouard	1981	31	–484	514	–0,96	2,96	6,51
	1980	127	–392	519			
Nouvelle-Écosse	1981	6 569	–192	6 761	–0,78	2,22	5,07
	1980	6 868	54	6 814			
Nouveau-Brunswick	1981	8 936	147	8 789	–0.54	2,82	6,65
	1980	9 323	486	8 837			
Québec	1981	102 905	–17 584	120 489	1,89	5,12	5,47
	1980	97 917	–20 336	118 253			
Ontario	1981	110 039	3 322	106 717	0,19	2,11	3,88
	1980	110 284	3 774	106 510			
Manitoba	1981	18 431	4 929	13 502	–3,06	2,20	3,93
	1980	19 468	5 540	13 928			
Saskatchewan	1981	9 674	–222	9 896	0,69	5,71	5,70
	1980	9 204	–624	9 828			
Alberta	1981	24 497	92	24 405	5,32	8,49	8,35
	1980	23 451	279	23 172			
Colombie-Britannique	1981	51 005	7 827	43 175	0,90	3,22	4,05
	1980	43 416	628	42 788			
Yukon	1981	392	–	392	2,89	1,27	5,12
	1980	381	–	381			
Territoires du Nord-Ouest	1981	480	–	480	–2,83	1,48	4,88
	1980	494	–	494			
CANADA	1981	377 622	33 875	343 748	1,08	3,83	4,91
	1980	367 306	27 237	340 069			

la première des centrales du projet d'aménagement de la baie James: elle a été achevée en avance sur les délais prévus et dans les limites budgétaires fixées, ce qui constitue une remarquable performance. LG-2 est maintenant la plus grande centrale solo au Canada avec une capacité de production de 5 328 MW, suivie des chutes Churchill avec 5 225 MW. Deux autres centrales (LG-3 et LG-4) sont projetées en phase 1 du complexe de La Grande dont l'achèvement est prévu en 1985 et qui totalisera une capacité de production de 5 941 MW.

La figure 2 donne un aperçu détaillé de la capacité de production par source d'énergie et par région; la figure 3 indique le type de puissance installée et de production d'électricité par source d'énergie pour chaque province et territoire; enfin, la figure 4 présente l'ensemble de la puissance actuellement installée.

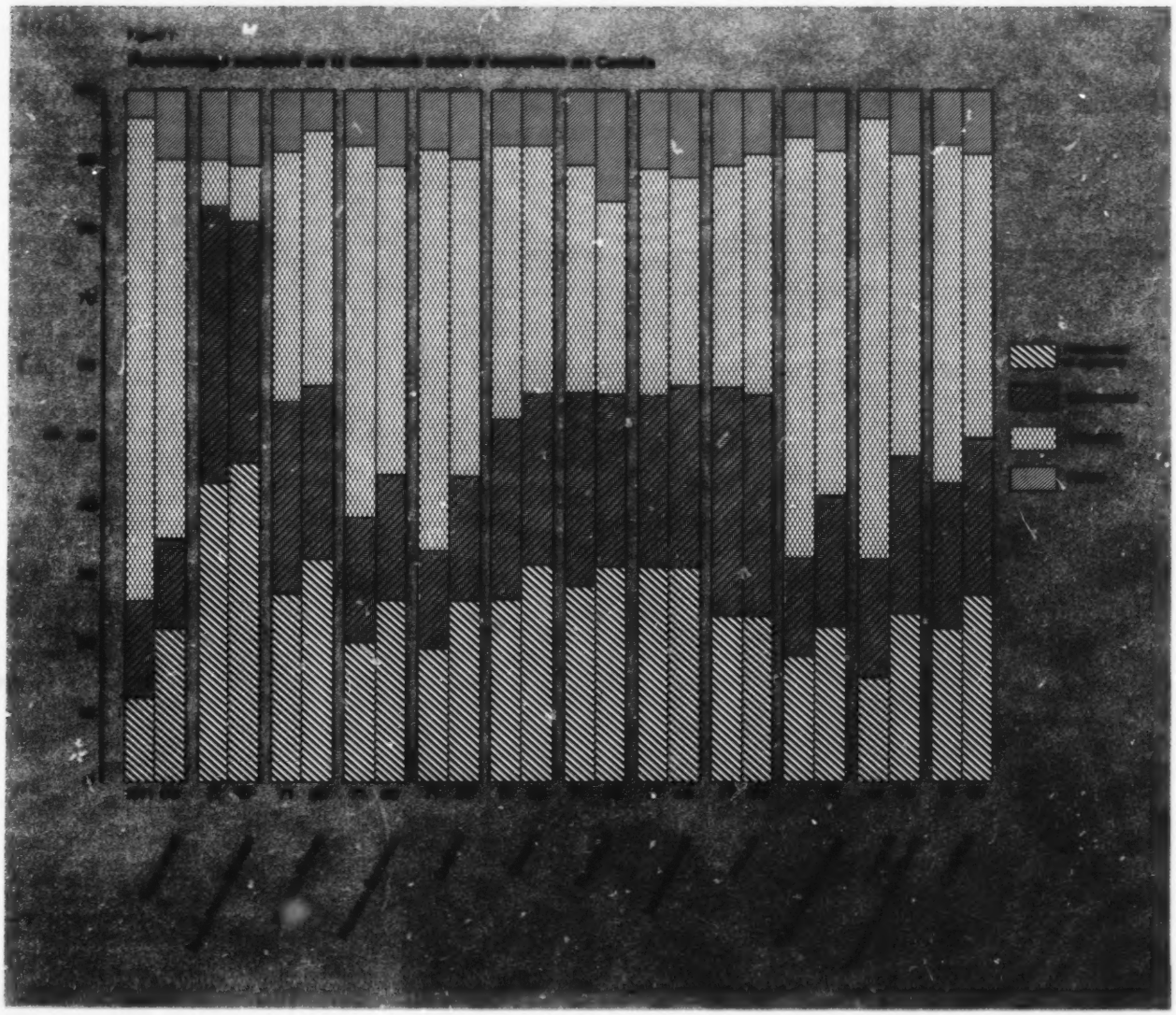


Tableau 3. Variations de la puissance installée réalisées en 1981

Province	Nom du projet	Type de centrale	Nombre d'unités	Puissance (MW)
Augmentations				
Québec	Beauharnois	hydraulique	1	46,75
	Bryson	hydraulique	1	25,00
	La Grande – 2	hydraulique	5	1 665,00
	Lieux divers	combustion interne	37	10,54
Ontario	Thunder Bay	vapeur (charbon)	1	149,00
	Pickering B	turbine à gaz	6	42,00
Alberta	Battle River	vapeur (charbon) (Alberta Power Ltd.)	1	375,00
TOTAL DES AUGMENTATIONS				2 313,29
Retirées du service				
Québec	Beauharnois	hydraulique	1	37,30
	Bryson	hydraulique	1	20,00
TOTAL RETIRÉ				57,30
TOTAL DES AUGMENTATIONS NETTES				2 255,99

* *Services appartenant à la province, sauf indication contraire.*

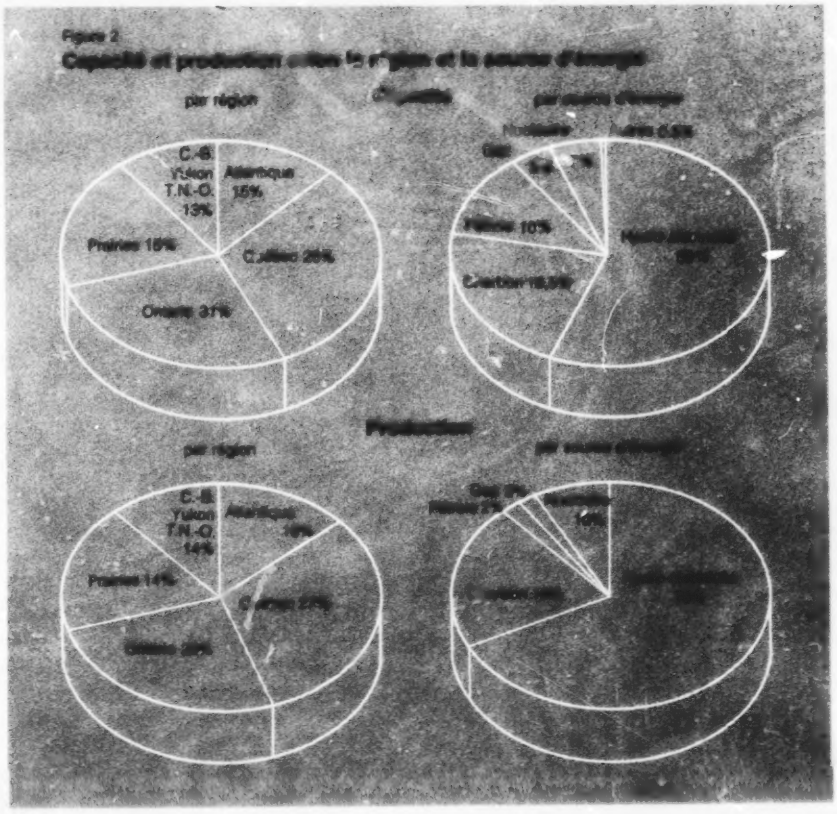
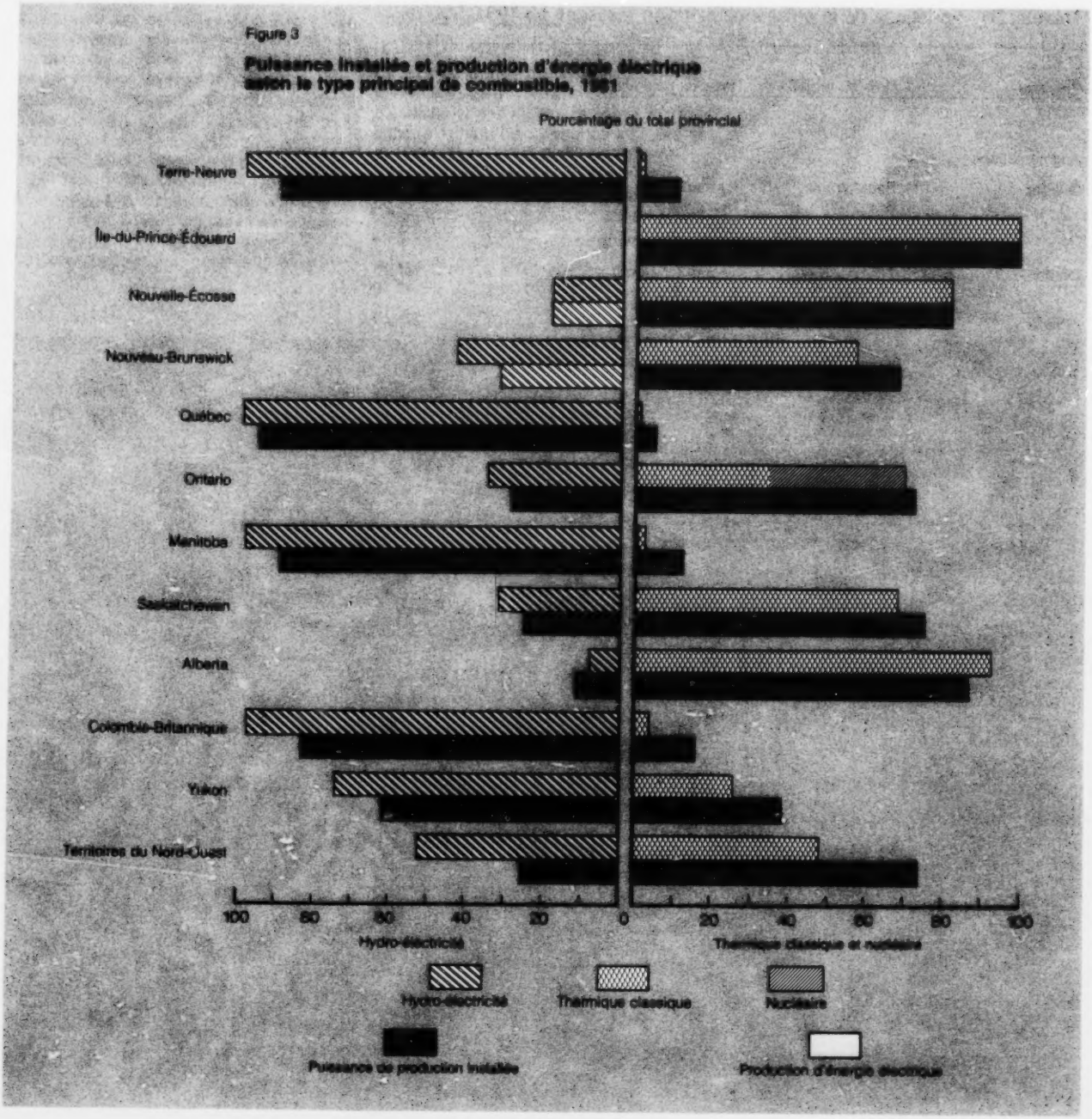
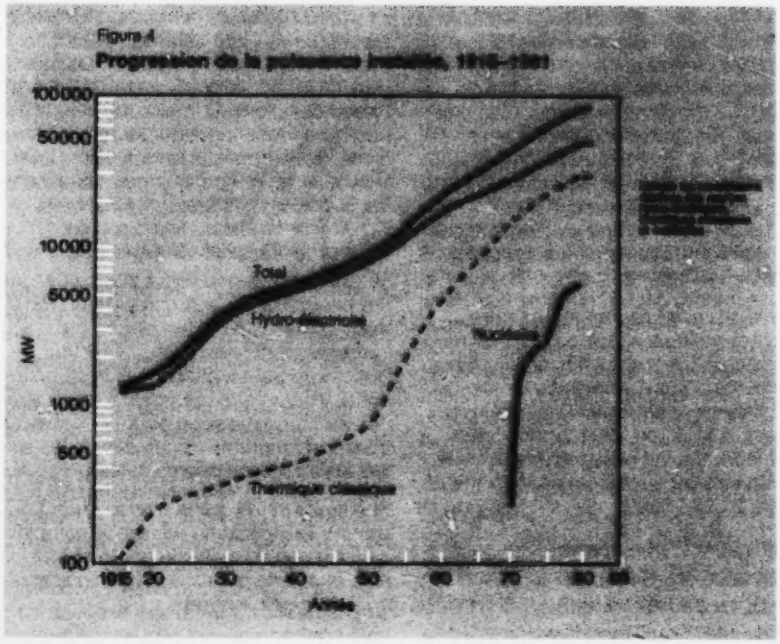
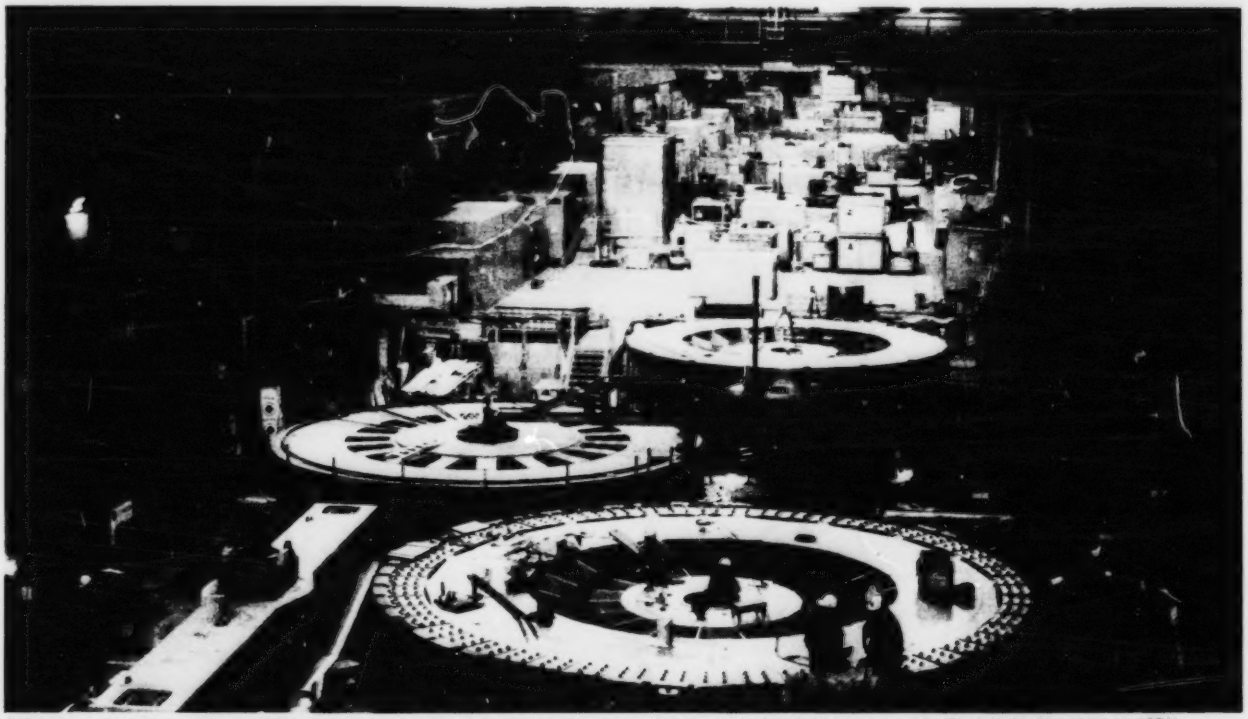


Figure 3

Puissance installée et production d'énergie électrique selon le type principal de combustible, 1981







Salle des machines pendant la construction de la centrale LG-2 d'Hydro-Québec, où l'on voit les turbogénératrices en voie d'installation (terminée en 1981).

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1981

Les rubriques qui suivent donnent une vue d'ensemble des principaux événements relatifs à la demande et à la fourniture d'électricité au Canada en 1981.

Faits saillants au niveau fédéral

La politique fédérale de l'énergie s'est axée en 1981 sur la mise en œuvre du Programme énergétique national qui a été annoncé en octobre 1980. Cette politique vise essentiellement à rendre le Canada moins dépendant à l'égard du pétrole, de façon à ce qu'en 1990, ce combustible ne fournisse plus que 10 % de l'énergie utilisée dans les secteurs de l'industrie, du commerce et résidentiel. Il en résultera un rôle accru de l'électricité dans la fourniture d'énergie primaire. On prévoit qu'en 1990, l'électricité fournira 44 % de l'énergie primaire, contre 38 % en 1981 et 37 % en 1980.

Le rôle de l'électricité dans le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP)

Le Programme canadien de remplacement du pétrole a été lancé en mai 1981. Il prévoit des subventions imposables pouvant atteindre 50 % du coût de conversion du pétrole au gaz naturel, à l'électricité ou à des sources d'énergie renouvelables, pour le chauffage et la production d'eau chaude, jusqu'à un maximum de 800 $.

Le Programme est administré par les services publics de gaz et d'électricité pour les conversions mettant en jeu ces types d'énergie, et par les bureaux provinciaux du ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour les sources d'énergie renouvelables. Les conversions à l'électricité sont acceptables sans restriction au Manitoba, en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Certaines contraintes visant les conversions à l'électricité ont été imposées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et par les provinces, et sont énoncées ci-après. Les conversions à l'électricité ne sont pas admissibles aux subventions du PCRP en Colombie-Britannique continentale, où il y a du gaz naturel, ainsi que dans toute l'île Vancouver. En Saskatchewan, les conversions à l'électricité ne sont pas acceptées. En Alberta, seules sont admises les thermopompes. Au Québec, les conversions à l'électricité ne sont admises que si l'isolation de l'habitation est conforme aux normes provinciales et si le chauffage central continue d'être utilisé. En Nouvelle-Écosse, les conversions à l'électricité ne sont pas admises pour le moment. Au Labrador, elles ne sont admises que dans quatre municipalités, et pas du tout à Terre-Neuve. Les restrictions grevant les conversions à l'électricité dans la région de l'Atlantique sont dues à la confiance qui est accordée au chauffage au mazout.

On estime qu'en dix ans de ce programme, on aura effectué plus d'un million de conversions à l'électricité, ce qui représente 35 % du stock disponible d'habitations actuellement chauffées au mazout. À la fin de 1981, le gouvernement fédéral avait subventionné 27 994 conversions à l'électricité, pour un montant de 21 276 000 $.

Programme d'investissement dans les économies d'énergie dans les provinces de l'Atlantique

Dans le cadre du Programme énergétique national, le Programme d'investissement dans les économies d'énergie dans les provinces de l'Atlantique est entré en vigueur en septembre 1981 à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick et dans l'Île-du-Prince-Édouard. Ce programme, limité au secteur industriel et au secteur commercial, prévoit des subventions imposables pouvant atteindre 50 % du coût en capital des projets d'économie d'énergie, dans la limite maximum de 4 millions de dollars. Les projets admissibles portent sur des modifications aux installations ou à leur fonctionnement, l'élimination des pertes de chaleur et la cogénération d'électricité. La Nouvelle-Écosse pourra être admise à ce programme ultérieurement.

Entente Canada-Alberta sur la tarification des ressources énergétiques

En septembre 1981, le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta ont conclu un accord sur la tarification et la taxation du pétrole, du gaz naturel, du pétrole brut sythétique et du gaz naturel liquide produits en Alberta. La durée de cet accord s'étend sur la période du 1er septembre 1981 au 31 décembre 1986, et il est à prévoir qu'il aura une certaine incidence sur l'offre et la demande d'électricité. Aux termes de l'accord, les prix du mazout et du gaz naturel doivent doubler d'ici 1986. Le prix du gaz naturel montera probablement plus vite que celui de l'électricité dans la plupart des provinces. La part de l'électricité primaire, c'est-à-dire de l'électricité d'origine hydraulique ou nucléaire, dans la fourniture totale d'énergie est maintenant établie à 34 % en 1990* au lieu de 31 % en 1990* selon les prévisions antérieures à l'Entente.

Loi sur la sécurité énergétique

Le projet d'une nouvelle Loi sur la sécurité énergétique a été présenté au Parlement en juin 1981. Une clause qui intéresse particulièrement le secteur de l'électricité veut conférer à l'Office national de l'énergie le pouvoir d'expropriation des droits de passage pour les lignes de transport interprovinciales désignées et toutes les lignes internationales.

Si elle est votée, cette clause de la Loi placera la législation relative aux couloirs de transport d'électricité sur le même plan que celle qui existe déjà pour le pétrole et le gaz naturel.

Rapport du Comité parlementaire de l'énergie de remplacement du pétrole

Au printemps de 1981, un comité parlementaire a déposé son rapport sur le remplacement du pétrole et les énergies de remplacement. Ce comité avait reçu le mandat de faire une enquête et un rapport sur l'utilisation de sources d'énergie de remplacement telles que le gazol, le charbon liquéfié, l'énergie solaire, le méthanol, l'énergie éolienne et marémotrice, la biomasse et le propane pour le chauffage et le fonctionnement des véhicules, en étudiant plus particulièrement leur faisabilité, leur incidence sur la balance des paiements et surtout leur intérêt économique.

Le Comité a été créé avec l'espoir que le système énergétique canadien s'écartera progressivement des hydrocarbures de façon à pouvoir faire face aux problèmes d'environnement qui vont se présenter au siècle prochain, surtout si le charbon devient une source principale d'énergie, et aussi afin de réserver le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon à des usages non énergétiques tels que la fabrication des produits pétrochimiques. Plusieurs des propositions du Comité visent l'industrie de l'électricité.

* D'après le modèle de demande de remplacement de combustibles du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Le Comité a suggéré l'adoption par le gouvernement fédéral d'une politique énergétique fondée sur l'utilisation de l'hydrogène et de l'électricité comme principales sources d'énergie. Il propose en outre que les entreprises de service public soient encouragées à utiliser les techniques de production mixte, et que le Canada s'intéresse davantage à la recherche, au développement et à la mise à l'essai de véhicules électriques.

Il propose également une aide financière aux communautés éloignées pour encourager la mise en place de petites centrales hydro-électriques, ainsi qu'une aide technique adéquate dans les régions où pourraient être installés des systèmes mixtes éolienne-diesel.

Il suggère aussi qu'une étude de faisabilité économique soit entreprise pour reprendre les conclusions de la Commission d'étude de l'énergie marémotrice de 1977 au sujet de l'utilisation de l'énergie marémotrice dans la baie de Fundy. Si cette nouvelle étude est concluante, une étude définitive de trois ans pourrait être faite pour passer en revue les questions socio-économiques, environnementales, techniques et financières relatives à un tel projet, avant de procéder à l'installation d'une centrale marémotrice.

De plus, le Comité recommande de hâter, dans toute la mesure du possible, la mise en œuvre des projets actuellement en cours sur la recherche, le développement et les essais de piles photovoltaïques ainsi que de la technologie du mélange charbon-pétrole. Il suggère encore des analyses, au niveau fédéral, des possibilités, des avantages et des besoins de financement de la production d'électricité thermique par combustion sur lits fluidisés. Il recommande enfin l'adoption du programme de dépenses pour la recherche relative à la fusion qui a été proposé par le Conseil national de recherches du Canada.

Faits saillants et questions au niveau provincial

Agences pour la commercialisation de l'énergie électrique en Alberta

Afin de réduire les différences de taux entre les provinces et d'améliorer la production d'électricité, le gouvernement de l'Alberta a promulgué en novembre 1981 une loi créant une agence provinciale pour la commercialisation de l'électricité. Cette agence, qui entrera en fonction en septembre 1982, achètera l'électricité aux services producteurs, établira un prix de gros uniforme pour toute la province, et revendra l'électricité aux services distributeurs. On estime que les différences actuelles de tarifs seront ainsi réduites de 80 %, les 20 % restants représentant des coûts de distribution dont l'agence n'a pas à s'occuper. Ce système sera échelonné sur cinq ans et prévoit un programme de subventions aux principales villes, qui seront progressivement réduites sur cette période de cinq ans, au bout de laquelle le système aura atteint sa vitesse de croisière. L'agence achètera l'électricité au plus bas offrant et pourra également l'acheter à l'extérieur de la province.

Board of Industrial Leadership and Development, BILD (Commission pour la direction et le développement de l'activité industrielle)

Afin d'accroître le rôle de l'électricité dans l'économie de sa province, le gouvernement de l'Ontario a lancé en janvier 1981, dans le cadre de son programme BILD, plusieurs opérations destinées à encourager l'utilisation de l'électricité: un programme de 20 ans pour l'expansion accélérée de la production, comprenant l'achèvement prochain de la centrale nucléaire de Darlington et l'amélioration des réseaux de transport d'électricité; le développement de l'électrification dans le secteur des transports; l'accroissement de l'utilisation industrielle et commerciale de la vapeur produite par les centrales nucléaires; enfin la création d'un centre de technologie utilisant l'hydrogène. En outre, le Residential Energy Advisory Program, REAP (Programme de consultations sur l'énergie domestique) a été créé pour aider les propriétaires d'habitations dans le domaine de l'économie de l'énergie et des conversions à l'électricité. Cette partie du Programme, administrée par Hydro-Ontario et les services municipaux, met à la disposition des utilisateurs des conseils éclairés à l'occasion d'inspections d'habitations, de même que de l'information et une aide financière sous la forme de prêts à faible taux d'intérêt pouvant atteindre 2 000 $.

Réorganisation d'Hydro-Québec

La structure financière d'Hydro-Québec a été réorganisée par le gouvernement provincial, en vertu du bill 16 adopté en décembre 1981. Aux termes de la nouvelle Loi, ce service est devenu une société dont le gouvernement provincial est l'unique actionnaire. La Loi donne au gouvernement le droit de déterminer le niveau des dividendes annuels à un maximum de 75 % des bénéfices après paiement des intérêts de la dette. La Loi impose deux restrictions au paiement des dividendes: ces paiements ne pourraient être effectués s'ils avaient pour conséquence de faire tomber au-dessous de 25:75 le rapport de la masse des bénéfices à répartir à la dette, ou si le montant brut des intérêts à payer ne pouvait être couvert par le revenu net des opérations. La Loi fixe également un impôt sur le capital de 0,45 % du montant total des bénéfices à répartir et de la dette à long terme. Hydro-Québec estime que les dividendes à payer pour 1981 se réduiront à 20 ou 25 millions de dollars, et que l'impôt sur le capital, rétroactif au 1er juillet 1981, s'élèvera à environ 43 millions de dollars. Cette loi a une conséquence importante: elle modifie les critères de fixation des taux. Désormais, ces taux seront fixés conformément à la politique du gouvernement provincial en matière d'économie d'énergie, en tenant compte des coûts des autres formes d'énergie, alors que jusqu'à présent, le service avait maintenu une politique des moindres taux compatibles avec une politique financière saine.

L'ÉLECTRICITÉ AU NORD DU 60e PARALLÈLE: LE YUKON ET LES TERRITOIRES DU NORD-OUEST

Les caractéristiques géographiques et démographiques inhabituelles du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest posent des problèmes particuliers pour les approvisionnements en énergie électrique. Le tableau 4 rassemble quelques-uns des éléments de la question. La population des territoires représente moins de 0,3 % de celle du Canada, mais ils occupent 3,8 millions de kilomètres carrés, soit 38 % de la superficie du Canada. En raison de la faible densité de la population, le réseau d'approvisionnement en énergie électrique est caractérisé par un grand nombre de petites stations génératrices, mais par un réseau de transport limité.

En 1980, l'énergie électrique représentait environ 14 % du total net (primaire et secondaire) de l'énergie fournie à ces deux territoires. Des centrales thermiques fournissaient environ 30 % de la production totale d'électricité et consommaient presque 18 % des produits pétroliers raffinés disponibles, ce qui en faisait le quatrième plus gros consommateur de produits pétroliers du Nord, et le plus gros consommateur de mazout en 1980.

L'énergie électrique représentait, en 1980, environ 20 % des besoins totaux en énergie du secteur industriel, 29 % de ceux du secteur commercial et 17 % de ceux du secteur résidentiel. Le secteur industriel absorbait à lui seul environ 49 % de la production d'électricité, ce qui met en évidence son importance dans l'économie des territoires, cependant que le secteur commercial absorbait 25 % et le secteur résidentiel 26 %.

Il existe cinq organismes producteurs d'électricité dans les deux territoires, dont le plus important est la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), une société de la Couronne, qui dessert 53 communautés dans les Territoires du Nord-Ouest (dont 47 éloignées), et 6 au Yukon. Elle détient 85 % de la capacité totale de production, fournit environ 87 % de la production, et elle est le seul service du Nord à ne pas être financée par des sociétés privées d'investissement. Elle vend près de 40 % de sa production aux autres services: l'Alberta Power Limited (T.N.-O.), qui dessert cinq communautés, et ses filiales Yukon Electrical et Yukon Hydro, qui desservent 18 communautés au Yukon. En outre, plusieurs compagnies minières, dans les Territoires du Nord-Ouest, ont leur propre capacité de production. Il n'existe qu'un distributeur détaillant d'électricité, qui achète exclusivement l'électricité de la CENC, la Plains Western Gas and Electric Company (T.N.-O.).

Fourniture et demande d'électricité

La répartition de la puissance installée entre les services et l'industrie, et les statistiques de production pour les deux territoires sont détaillées aux tableaux 5 et 6. Pour plus d'information, on pourra consulter les publications 57-206 et 57-202 de Statistique Canada. Les données indiquent la prépondérance des génératrices diesel dans le Nord, qui représentent 62 % de la puissance totale installée (et 28 % de la puissance totale installée en génératrices diesel au Canada). Cependant, la production diesel n'intervient que pour 38 % de la production totale dans le Nord. Pour replacer ces données dans leur cadre, la puissance diesel installée ne représente que 0,2 % de la capacité de production du Sud canadien, et la production diesel représentait en 1980 0,21 % de la production totale du Sud canadien.

Bien que la production diesel soit le mode le plus coûteux de production d'électricité dans la plus grande partie du

Tableau 4. Comparaison statistique du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest

	Yukon		T.N.-O.		Canada
	Total	Total pour le Canada	Total	Total pour le Canada	Total
		(%)		(%)	
Population (en milliers)[1]	23	0,1	46	0,2	24 343
Superficie (en milliers de km²)[4]	536	5,4	3 245	32,5	9 976
Densité (pop./km²)[4]	0,04	–	0,01	–	2,4
					3,9[2]
Degrés-jours de chauffage[4]			7 404 (Yukon et T.N.-O. ensemble)		4 612
Demande d'électricité en 1981 (GWh)[4]	392	0,11	480	0,14	343 748
Consommation d'électricité per capita (MWh)[4]	17	–	11	–	14
Électricité en pourcentage de l'énergie totale[5]		13,6		14,9	18,0
Production diesel en pourcentage de la production totale[5]		15,7		30,8	26,1
Mazout utilisé pour la production thermique en pourcentage de la consommation totale[5]		11,6		40,1	2,5
Production diesel en pourcentage de l'énergie totale[5]		2,1		4,6	4,7

[1] *Les chiffres de la population sont des données préliminaires fournies par Statistique Canada, recensement de 1981.*

[2] *Densité calculée en excluant les territoires.*

[3] *Productions nucléaire et hydro-électrique converties à raison de 10,5 MJ/kWh.*

[4] *SOURCE : Statistique Canada (Degrés-jours relevés au-dessous de 18°C).*

[5] *SOURCE Yukon : Hildebrandt – Young & Assoc., Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Yukon Territory 1980/81 – 2000/2001, juin 1981, Statistique Canada, publication 57-003.*
SOURCE T.N.-O. : Adelaar, Martin, Energy Demand and Supply in the Northwest Territories, février 1981.

Sud canadien, la prépondérance dans le Nord de petites communautés largement dispersées a imposé ce mode de production. Les sites hydro-électriques sont souvent éloignés des communautés, et sont beaucoup plus importants qu'il n'est nécessaire pour répondre à des demandes locales faibles. L'énormité de l'investissement interdit la mise en place d'un réseau de transport pour amener l'énergie aux communautés, surtout si l'on tient compte de la nécessité de maintenir une certaine puissance en réserve, beaucoup plus élevée dans le Nord. Une centrale diesel est moins coûteuse à installer qu'une centrale hydro-électrique avec un réseau de transport, et elle peut être proportionnée aux besoins des communautés, même en tenant compte de la nécessité d'une réserve de puissance considérablement plus élevée dans le Nord. Outre leur moindre coût d'investissement, les centrales diesel exigent un délai d'installation beaucoup plus court (environ six mois). Ces facteurs permettent une plus grande souplesse du réseau de production et de fourniture d'électricité, ce qui, dans le Nord, constitue un gros avantage. Enfin, en cas de mise hors service, la valeur de récupération d'une centrale diesel est plus élevée que celle d'une centrale hydro-électrique.

Depuis environ 1973 cependant, le coût de la production diesel s'est considérablement accru, passant d'une moyenne de 19,6 $ le mégawatt-heure en 1970 à 62,1 $ le mégawatt-heure en moyenne en 1980, soit une augmentation annuelle moyenne de 18 %, alors que la moyenne pour le Canada passait de 16,3 à 60 $ au cours de la même période. Les moyennes canadiennes, territoires non compris, étaient respectivement de 16,1 et 59,3 $ par mégawatt-heure. Ces chiffres prouvent que le carburant diesel coûte plus cher dans le Nord que dans les régions Sud du Canada. Cela tient au fait que les coûts de transport et de stockage sont plus élevés dans le Nord, et que la majeure partie du mazout qui s'y consomme est importée du Sud. On ne connaît pas de gisements pétroliers au Yukon, mais il y en a dans les Territoires du Nord-Ouest. La viabilité d'une utilisation locale accrue de ces ressources est un problème qui mérite une étude plus approfondie.

Cette hausse des coûts, s'ajoutant à la plus grande confiance faite dans le Nord à la production diesel (en raison du niveau peu élevé des eaux, on ne peut utiliser pleinement les centrales hydro-électriques) a amené des coûts de fourniture d'électricité rapidement croissants et justifie la recherche d'autres sources de production.

Comme les communautés du Nord sont beaucoup dispersées, le réseau de transport dans chaque territoire est réduit. Au Yukon, la longueur totale des lignes de transport, dont la plupart sont localisées dans la région Whitehorse-Aishihik-Faro, est de 973 km. Dans les Territoires du Nord-Ouest, elle est de 749 km, reliant le réseau entourant le Grand lac des Es-

Tableau 5. Puissance installée dans les territoires au 31 décembre 1981

	Total des territoires	Total (T.N.-O.)	APL (T.N.-O.)	Industrie* (T.N.-O.)	CENC (T.N.-O.)	CENC (Yukon)	YEC (Yukon)	YH (Yukon)	Total (Yukon)
Puissance hydro-électrique (MW)	105,5	47,4	–	3,4	44,0	56,5	–	1,7	58,1
% de la puissance hydro-électrique totale	100,0	100,0	–	7,1	92,9	97,2	–	2,8	100,0
Nombre de sites	10	5	–	1	4	3	–	2	5
Nombre d'unités	16	6	–	1	5	7	–	3	10
Puissance fournie par combustion interne (MW)	168,4	132,4	11,7	16,2	104,6	27,2	8,8	–	36,0
% du total «combustion interne»	100,0	100,0	8,8	12,2	79,0	75,5	24,5	–	100,0
Nombre de sites	71	55	3	4	48	5	11	–	16
Nombre d'unités	264	219	17	21	181	13	32	–	45
Puissance fournie par la vapeur (MW)	0,6	0,6	–	–	0,6	–	–	–	–
% du total «vapeur»	100,0	100,0		–	100,0	–	–	–	–
Nombre de sites	1	1	–	–	1	–	–	–	–
Nombre d'unités	1	1	–	–	1	–	–	–	–
Puissance totale (MW)	274,6	180,4	11,7	19,6	149,2	83,7	8,8	1,7	94,2
% du total	100,0	100,0	6,5	10,8	82 7	88,9	9,4	1,7	100,0
Nombre de sites	82	61	3	5	53	8	11	2	21
Nombre d'unités	281	226	17	22	187	20	32	3	55
% de la puissance hydro-électrique	38,4	26,3	0	17,3	29,5	67,5	0	100,0	61,7
% de la puissance «diesel»	61,6	73,7	100,0	59,7	70,5	32,5	100,0	0	38,3

* *On trouvera les détails sur la propriété industrielle des installations dans la publication 57-206 de Statistique Canada.*

CENC : Commission d'énergie du Nord canadien.
APL : Alberta Power Limited.
YEC : Yukon Electrical Company.
YH : Yukon Hydro Company.
SOURCE : Statistique Canada, publication 57-206.

claves à Inuvik. On ne peut envisager qu'une extension limitée de ces réseaux.

La production totale s'est accrue en moyenne de 5,1 % par an au Yukon et de 4,9 % dans les Territoires du Nord-Ouest depuis 1971, mais surtout au début de la décennie. Entre 1971 et 1975, la production du Yukon a augmenté en moyenne de 10,3 %, tandis que depuis 1975, l'augmentation annuelle moyenne n'a été que de 1,8 %. Parallèlement, dans les Territoires du Nord-Ouest, elle a été de 9,4 % entre 1971 et 1975, et seulement de 2,1 % depuis 1975.

Bien que la consommation totale d'énergie par secteur varie considérablement entre les deux territoires, leurs courbes de consommation sont assez semblables. Dans les deux territoires, le secteur industriel absorbe environ 50 % de la fourniture d'électricité, le secteur domestique environ 25 % et le secteur commercial environ 25 %.

La Commission des services publics des Territoires du Nord-Ouest et la Commission du service public d'électricité du Yukon règlent les tarifs des compagnies d'investissement privées dans chaque territoire. La Commission d'énergie du Nord canadien, société de la Couronne, n'est pas légalement responsable vis-à-vis des deux commissions territoriales. Néanmoins, les ajustements tarifaires sont révisés par ces commissions et leurs recommandations sont généralement suivies par la CENC.

Les coûts de l'électricité dans les deux territoires sont parmi les plus élevés au Canada. Les tarifs à Yellowknife et à Whitehorse, les deux capitales, se situent respectivement au deuxième et au quatrième rang des tarifs pratiqués dans les grandes villes canadiennes, et ils sont encore plus élevés en dehors de ces deux villes. Il existe toutefois des subventions directes et indirectes qui réduisent ces coûts.

Deux programmes de subventions directes sont actuellement en vigueur: le Programme fédéral de soutien énergétique, en vigueur depuis 1978, et le Programme d'allègement des tarifs énergétiques commerciaux, mis en place en mars 1981 avec effet rétroactif à compter d'avril 1980. Ces deux programmes, respectivement orientés vers le secteur domestique et le petit commerce, égalisent certains des tarifs appliqués hors des deux villes principales. Le coût des 1 000 premiers kilowatts-heures, pour la consommation commerciale mensuelle, et des 700 premiers kilowatts-heures, pour la consommation domestique mensuelle, sont les mêmes qu'à Whitehorse et à Yellowknife. Initialement prévus pour durer jusqu'en septembre 1981, les deux programmes ont été prorogés pour un an en vertu de la politique fédérale de l'énergie visant les régions situées au nord du 60e parallèle, annoncée en avril 1982. Sans ces subventions, bien des communautés éloignées, dans les territoires, paieraient de deux à quatre fois plus cher leur électricité que les communautés éloignées des autres provinces.

Tableau 6. Production d'électricité dans les territoires, 1971-1981

	Production totale			CENC			YEC		YHC		Industrie	
Yukon	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total	diesel (GWh)	% du total	hydro (GWh)	% du total	diesel (GWh)	% du total
1971	238	80	20	181	11	81	10	4	10	4	26	11
1975	352	73	27	247	49	84	15	4	11	3	30	9
1979	357	89	11	308	25	93	15	4	9	3	0	0
1980	382	84	16	314	43	94	17	4	7	2	0	0
1981*	392	74	26	n/d	n/d	94	n/d	n/d	n/d	n/d	0	0

	Production totale			CENC			APL		Industrie		
T.N.-O.	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total	diesel (GWh)	% du total	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total
1971	297	72	28	211	56	90	14	5	2	14	5
1975	425	64	36	246	111	84	25	6	25	19	10
1979	486	58	42	260	134	81	26	5	22	44	14
1980	494	59	41	268	133	81	26	5	24	43	14
1981*	480	52	48	n/d	n/d	80	n/d	n/d	n/d	n/d	5

	Production totale			CENC			Services privés			Industrie		
Total, Yukon et T.N.-O.	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% du total
1971	535	76	24	392	67	86	10	24	6	2	40	8
1975	777	68	32	493	160	84	11	40	7	25	49	10
1979	843	71	29	568	159	86	9	41	6	22	44	8
1980	876	70	30	582	176	87	7	43	6	24	43	8
1981	872	62	38	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d

* *Données préliminaires.*
n/d: non disponible.
SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 7. Augmentations de puissance proposées au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest

Propriétaire	Emplacement	Puissance	Source
CENC	Whitehorse, Yukon	20 MW	hydro-électrique
Yukon Electrical	McIntyre Creek, Yukon	0,7 MW	hydro-électrique
	Watson Lake, Yukon	1,5 MW	déchets de bois
Industrie	Yukon	5,0 MW	thermique
	Norman Wells, T.N.-O.	non spécifiée	gaz naturel
	Tuktoyaktuk, T.N.-O.	non spécifiée	gaz naturel

Dans certaines régions où existent des habitations gouvernementales, les dépenses d'électricité ne sont pas supportées directement par le consommateur, mais sont incluses dans le loyer forfaitaire. Les gouvernements des territoires ont récemment mis en place des programmes modifiant cette situation en vue d'encourager les économies dans ces secteurs. Au Yukon, un système de quotas a été établi, mettant à la charge des occupants les dépenses d'électricité consommée en sus du quota. Un programme analogue sera prochainement mis en place dans les Territoires du Nord-Ouest.

Prévisions relatives à la fourniture et à la demande d'électricité

Le caractère de la fourniture et de la demande d'électricité dans le Nord rend les prévisions particulièrement difficiles. Les deux économies sont entièrement dépendantes des industries minières, et la demande d'électricité est fortement influencée par ce qui se passe dans ce secteur. De même, l'industrie minière est soumise à des influences extérieures aux territoires, telles que les prix internationaux des métaux et les marchés internationaux. Ainsi, les événements dans le domaine minier ne sont pas faciles à prévoir et plusieurs décisions importantes sont actuellement en instance. L'ouverture ou la fermeture d'une mine affecte de façon sensible la demande d'électricité. De même, le fait de disposer d'électricité à bon compte joue un rôle important dans le développement du secteur minier. La CENC fournit le plus gros de la demande industrielle dans les deux territoires. L'hydro-électricité est en général la source d'électricité la moins coûteuse, mais la CENC n'a pas choisi de donner la priorité à l'accroissement de la capacité de production hydro-électrique sur l'augmentation de la demande. Cette décision tient en grande partie à son mandat, défini par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien de 1956, amendée en 1975, qui stipule que la Commission doit assurer le service de l'électricité moyennant recouvrement de ses dépenses. Elle ne peut pas en conséquence financer une augmentation de capacité. Les longs délais de mise en œuvre des centrales hydro-électriques rendent difficile la coordination de la disponibilité de cette énergie et du développement industriel. De plus, la durée incertaine des périodes de prospérité industrielle peut rendre une augmentation de la capacité hydro-électrique peu économique. Par conséquent, la demande industrielle a été satisfaite, au moins au début, par l'augmentation de la capacité de production diesel.

Présentement, la CENC est le seul organisme autorisé à développer des ressources hydro-électriques dans le Nord. Cette autorisation résulte d'une directive politique de 1974 du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, mais la légalité de cette directive pourrait bien être prochainement contestée. La Yukon Electrical a demandé à la Yukon Water Board (Commission des eaux du Yukon) l'autorisation de réaliser et de mettre en exploitation le projet de McIntyre Creek, une petite centrale hydro-électrique de 0,7 MW, au coût de 2,5 millions de dollars, pour la zone Takhini de Whitehorse. La ratification au niveau fédéral sera requise si l'autorisation est accordée par le gouvernement du Yukon. D'autres augmentations de capacité proposées sont indiquées au tableau 7.

La CENC effectue une série de prévisions de la demande d'électricité sur une base annuelle. Le résultat des études de 1980-1981 indique une légère croissance de la demande au Yukon jusqu'en 1984. Au delà, la tendance est incertaine. Une augmentation serait essentiellement la conséquence de marchés des minerais plus solides, et de la disponibilité du gaz naturel. Une diminution de la demande d'électricité serait la conséquence d'une réduction de l'activité minière et d'une décision restreignant l'accroissement du potentiel d'exploitation du gaz naturel.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, on s'attend à une plus forte augmentation de la demande d'électricité dans les communautés isolées. Dans le secteur commercial et le secteur domestique, on ne prévoit qu'une augmentation relativement faible de la demande. Dans le secteur industriel, la croissance est encore dépendante de la conjoncture internationale sur les marchés des métaux, ainsi que de l'achèvement de projets tels que la construction du gazoduc Alaska Dempster Lateral et de l'oléoduc de Norman Wells.

Les solutions de rechange à la production diesel varient sensiblement d'une région à l'autre dans les deux territoires, mais elles ont essentiellement trait à l'énergie éolienne, au gaz naturel de charbon, aux petites centrales hydro-électriques et à la biomasse. On a reconnu dans les deux territoires 180 sites se prêtant théoriquement à l'installation de centrales hydro-électriques de 5 MW à 4 850 MW, mais la demande relativement faible d'électricité dans la plupart des communautés rend la réalisation à grande échelle des projets hydro-électriques peu économique dans la majorité des cas. La réalisation de petites centrales hydro-électriques, d'une puissance ne dépassant pas 15 à 20 MW, a été freinée par l'ampleur de l'investissement initial qu'elles exigeaient. Toutefois, le coût croissant du carburant diesel a eu pour effet d'entraîner des réévaluations de leur viabilité économique. Bien que plusieurs études du potentiel théorique des petites centrales hydro-électriques aient été effectuées, peu d'analyses économiques d'ensemble ont été entreprises.

L'Énergie Atomique du Canada, Limitée est en train de mettre au point une version agrandie de son réacteur nucléaire Slowpoke (Safe Low Power Critical Experiment, appareil d'expérimentation critique à faible puissance et à grande sécurité) en vue d'une utilisation possible dans les communautés éloignées du Nord. Ce réacteur, d'une puissance de 2

MW et d'un coût de 2,1 millions de dollars, sera probablement disponible en 1985, à la suite d'essais préalables dans les laboratoires de l'EACL à Chalk River.

Outre la recherche d'énergies renouvelables, on encourage une utilisation plus efficace des centrales électriques au diesel existantes, telle que les systèmes de récupération de la chaleur résiduelle. La CENC met en œuvre d'importants systèmes de récupération de la chaleur résiduelle, dans quatre villes: à Dawson City (Yukon), et dans les Territoires du Nord-Ouest, à Cambridge Bay, à Igloolik et à Rankin Inlet. Elle espère par la suite étendre ces systèmes à d'autres localités du Nord, mais elle est gênée par les gros investissements initiaux nécessaires. Enfin, l'Alberta Power a entrepris l'étude de faisabilité d'un système de récupération de la chaleur perdue à Hay River.

Politiques du gouvernement fédéral et des gouvernements des territoires

Les problèmes d'approvisionnement en énergie des régions nordiques sont l'objet de la plus grande attention. Un sous-comité parlementaire a été créé en mars 1981 pour enquêter sur les coûts de l'énergie électrique que supporte la CENC, ses structures tarifaires, son mode de fonctionnement et ses moyens de réglementation. Ce sous-comité propose une réorganisation de la CENC en vue d'accroître ses responsabilités vis-à-vis des deux gouvernements territoriaux, ainsi que de nouvelles dispositions de financement et des prévisions mieux intégrées en matière d'électricité et d'énergie en général.

Les conclusions de l'étude récemment achevée par le Groupe de travail sur l'énergie dans le Nord ont largement contribué à l'élaboration du Programme fédéral d'initiatives en matière d'énergie pour les régions situées au nord du 60e parallèle. Cet ensemble de programmes, totalisant 19 millions de dollars, traite de la situation générale de l'énergie dans le Nord, en insistant sur les économies d'énergie, l'utilisation efficace des centrales électriques au diesel, et la recherche de nouvelles sources d'électricité et d'énergies de remplacement.

Deux mesures touchant particulièrement à la fourniture et à la demande d'électricité ont été prises: l'extension des tarifs d'électricité subventionnés, déjà mentionnée dans un paragraphe précédent, et des modifications au PCRP, entrant en vigueur dès le mois d'août. Grâce à ces nouvelles mesures, les conversions des installations de chauffage au mazout en des installations à l'électricité peuvent maintenant bénéficier de subventions imposables de 800 $. Ces subventions, jusqu'ici accordées aux seules habitations privées, seront désormais accessibles aux bâtiments d'habitation publics et communautaires.

Autre mesure résultant du Programme fédéral d'initiatives en matière d'énergie pour les régions situées au nord du 60e parallèle: le Programme de démonstration dans les communautés éloignées (PDCE), créé pour implanter des options d'économie d'énergie et mettre sur pied des installations locales de production d'énergie aux fins du remplacement du mazout. Ce programme vise à encourager la mise sur pied d'installations de production d'énergie de rechange à petite échelle. Il s'articule en deux phases, d'abord l'implantation d'options, puis la réalisation de projets de démonstration appropriés.

En outre, les accords de mise en valeur et de démonstration des économies d'énergie et des énergies renouvelables ont été renforcés. Ce programme comprend des projets destinés à encourager les économies d'énergie, à favoriser des projets de récupération de la chaleur résiduelle des centrales d'électricité au diesel de même que des projets de démonstration sur l'utilisation du bois, du vent et des petites centrales hydroélectriques. Les accords conclus avec les gouvernements des territoires portent sur 16 projets pour le Yukon et 10 projets pour les Territoires du Nord-Ouest.

Enfin, le Programme d'expansion des réseaux de distribution (PERD), annoncé en mars 1982, vise les régions nordiques pour aider à la recherche de marchés potentiels de gaz naturel et de propane. Le gaz naturel s'avère un combustible qui pourrait éventuellement servir à la production d'électricité et servir de substitut à l'électricité dans certaines applications.

En plus de ces initiatives, plusieurs programmes relatifs à l'énergie existent déjà dans le Nord. Par exemple, sous l'égide du gouvernement fédéral, les Normes régissant les habitations de l'Arctique et le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes, tous centrés sur divers aspects de l'économie d'énergie dans le Nord.

Les gouvernements des deux territoires ont également pris diverses initiatives en vue d'économiser l'énergie et de remplacer le pétrole. Des programmes existent dans les Territoires du Nord-Ouest pour aider à la mise sur pied de projets utilisant des sources d'énergie renouvelable telles que le bois et l'énergie solaire. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest est en voie d'implanter l'usage de la gazéification du bois et des techniques d'utilisation de l'énergie solaire à Port Providence. Le gouvernement du Yukon procède à une enquête sur le potentiel de production d'électricité éolienne; une éolienne de démonstration a été installée près de Destruction Bay dans le cadre de cette étude. Les deux territoires ont lancé de vastes campagnes d'information pour sensibiliser le public aux méthodes d'économie d'énergie et ont suscité divers programmes pour encourager les économies d'énergie dans les bâtiments publics.

La mise en valeur du Nord pose des problèmes particuliers moins apparents dans les autres régions du Canada. Le genre de vie mené dans le Nord, en particulier, est radicalement différent de celui du Sud. Des questions telles que les réclamations relatives aux terres ancestrales et la préservation de la culture indigène sont des variables que l'on ne rencontre pratiquement pas dans le reste du pays. Ces facteurs, de même que les considérations économiques, peuvent jouer considérablement dans le choix des sources d'énergie de remplacement.

L'environnement pose aussi des problèmes spécifiques sur le plan de la technologie. Les variations de température beaucoup plus grandes créent des contraintes supplémentaires sur le matériel. La présence du pergélisol exige de modifier la conception et la construction des immeubles. L'inaccessibilité de nombreuses communautés pendant une bonne partie de l'année exige des stocks plus considérables et une plus grande capacité de réserve.

Au moins 60 communautés éloignées dans les deux territoires dépendent de la capacité de production d'électricité au diesel. Une expansion du réseau de

UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LE CHAUFFAGE ET LA PRODUCTION D'EAU CHAUDE

transport d'électricité s'avère limitée, et le recours à des solutions particulières à chaque communauté visant à remplacer le diesel exigera de longs délais. Cependant, cette méthode devrait simplifier de beaucoup les nombreux problèmes que pose l'approvisionnement des deux territoires en électricité.

La quantité d'électricité qui sera consommée dans l'avenir pour le chauffage et la production d'eau chaude représentera une proportion importante de la demande d'électricité. En effet, l'énergie utilisée à ces fins représente de beaucoup la plus grosse part de l'énergie totale consommée dans les secteurs résidentiel et commercial de l'économie. On se propose dans les paragraphes qui suivent d'établir une sorte d'historique du chauffage et de la production d'eau chaude dans le secteur résidentiel au cours des dix dernières années, et de jeter un regard sur les perspectives des années 80.

Historique

Le degré d'utilisation de l'électricité pour le chauffage et la production d'eau chaude dans chaque province dépend essentiellement des prix du gaz, du pétrole et de l'électricité, et aussi de la disponibilité du gaz. Le gaz n'est pas disponible dans la région de l'Atlantique, en de nombreux endroits du Québec, et en quelques points des autres provinces, de sorte que les principaux choix pour le chauffage et la production d'eau chaude dans ces régions ont été l'électricité et le pétrole.

Les données du tableau 8 indiquent que l'utilisation du pétrole pour la production d'eau chaude domestique a légèrement baissé pendant cette période, tandis que les pourcentages du gaz et de l'électricité ont augmenté. Dans les deux seules provinces où le pourcentage de l'électricité a baissé, celui du gaz a augmenté.

Le pourcentage des résidences canadiennes utilisant l'électricité pour le chauffage de l'eau est demeuré à peu près constant au cours des dix dernières années, tandis que le pourcentage de celles qui utilisaient le pétrole baissait légèrement et que celui de l'utilisation du gaz augmentait légèrement. Toutefois, dans certaines provinces, il y a eu des changements significatifs dans l'emploi du combustible principal. Par exemple, à Terre-Neuve et au Nouveau-Brunswick, le pourcentage d'utilisation de l'électricité a nettement augmenté au cours de la période étudiée.

Les données du tableau 9 indiquent que le pourcentage des résidences qui utilisent le pétrole pour le chauffage a nettement baissé au cours de la période, passant de 57 % en 1970 à 37 % en 1980. Le pourcentage d'utilisation du gaz s'est relativement accru de 34 % à 40 %, tandis que celui de l'électricité passait de 5 % à 19 %. Les provinces qui ont le plus fort accroissement d'utilisation de l'électricité pour le chauffage sont Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick et le Québec. À Terre-Neuve et au Nouveau-Brunswick, il n'y a pas de gaz disponible, et au Québec, il n'a été disponible que dans la région de Montréal; dans ces provinces, l'hydro-électricité est fortement implantée, ce qui explique un accroissement moins rapide des prix de l'électricité qu'en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard, les deux autres provinces où le gaz n'est pas disponible.

Le taux de pénétration de l'électricité comme principale source d'énergie de chauffage des nouvelles résidences de chaque province figure au tableau 10, pour la période 1970-1980. Comme le laissait prévoir l'alinéa précédent, le taux de pénétration est plus élevé à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick et au Québec.

Perspectives

Le tableau 11 présente les prévisions des services publics sur l'utilisation de l'électricité comme principale source d'énergie pour le chauffage et la production d'eau chaude dans les nouvelles résidences au cours des années 80. De plus, il est à prévoir qu'un nombre important de conversions seront apportées aux installations de chauffage à l'électricité des résidences existantes, surtout de celles qui sont chauffées au mazout.

Il est à prévoir que les nouvelles résidences emploieront surtout le gaz ou l'électricité pour leur chauffage et leur production d'eau chaude. Cette tendance est indiquée à la fois par le coût élevé et rapidement croissant du mazout, et par les mesures d'aide financières que le gouvernement à prises en vue d'encourager l'utilisation des sources d'énergie autres que le pétrole. On peut prévoir qu'au cours de la décennie, l'électricité deviendra un substitut de plus en plus intéressant au gaz, compte tenu de l'augmentation moins rapide des prix de l'électricité par rapport à ceux du gaz. Les résidences à haut rendement énergétique exigeront moins d'énergie, peut-être même beaucoup moins, ce qui aura pour effet de faire monter le coût unitaire de livraison du gaz et de favoriser l'utilisation de l'électricité comme unique source d'énergie. Enfin, une meil-

Tableau 8. Pourcentage des divers types d'énergie utilisés pour la production d'eau chaude

	1970			1975			1980		
	Mazout	Gaz	Électricité	Mazout	Gaz	Électricité	Mazout	Gaz	Électricité
Terre-Neuve	55	–	40	43	–	56	24	–	74
Île-du-Prince-Édouard	65	–	20	63	–	27	64	–	29
Nouvelle-Écosse	46	–	42	48	3	45	52	5	40
Nouveau-Brunswick	54	4	36	49	3	46	36	–	61
Québec	22	10	67	24	7	68	16	6	78
Ontario	5	37	58	5	41	54	4	44	52
Manitoba	–	52	46	–	53	45	–	53	45
Saskatchewan	–	67	30	–	69	28	–	69	31
Alberta	1	95	4	–	95	5	–	95	5
Colombie-Britannique	13	38	48	13	42	45	8	50	42
CANADA	13	34	52	14	35	51	10	37	53

NOTA : Il est possible que le total de ces pourcentages n'atteigne pas 100 pour certaines provinces, car toutes les sources d'énergie ne sont pas incluses.

SOURCE : Tableau 17, Statistique Canada, publication 64-202.

Tableau 9. Pourcentage des divers types d'énergie utilisés pour le chauffage des locaux

	1970			1975			1980		
	Mazout	Gaz	Électricité	Mazout	Gaz	Électricité	Mazout	Gaz	Électricité
Terre-Neuve	85	–	–	78	–	17	53	–	34
Île-du-Prince-Édouard	92	–	–	93	–	–	85	–	–
Nouvelle-Écosse	83	–	2	86	–	6	79	–	0
Nouveau-Brunswick	87	–	–	86	–	8	63	–	25
Québec	81	8	7	75	7	15	53	6	38
Ontario	54	39	5	47	42	10	35	48	14
Manitoba	32	59	4	25	59	14	16	61	19
Saskatchewan	33	64	–	23	74	–	21	74	3
Alberta	6	90	–	4	94	–	2	97	1
Colombie-Britannique	48	42	7	42	46	11	25	55	16
CANADA	57	34	5	52	36	10	37	40	19

NOTA : Il est possible que le total de ces pourcentages n'atteigne pas 100 pour certaines provinces, car toutes les sources d'énergie ne sont pas incluses.

SOURCE : Tableau 17, Statistique Canada, publication 64-202.

leure technologie des thermopompes aura pour effet un usage accru de cet appareil pour la climatisation et le chauffage.

Les résidences actuellement chauffées au gaz ont tendance à utiliser également ce combustible pour chauffer leur eau. Toutefois, il se pourrait dans l'avenir que l'on ait de plus en plus recours à l'électricité pour le chauffage de l'eau, même dans les résidences chauffées au gaz, puisque les nouveaux calorifères à gaz à haut rendement énergétique n'exigent plus de cheminée, éliminant ainsi l'utilisation des chauffe-eau au gaz classiques.

Tableau 10. Pourcentage de la progression de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des nouvelles habitations*

	1970	1972	1974	1976	1978	1980
Terre-Neuve	10,9	27,0	64,4	71,5	60,5	59,4
Île-du-Prince-Édouard			négligeable			
Nouvelle-Écosse	n/d	16,0	53,5	27,2	11,7	39,0
Nouveau-Brunswick	9,7	14,6	19,3	n/d	55,0	55,0
Québec	n/d	48,4	57,8	64,3	77,0	84,0
Ontario	18,0	25,1	24,0	31,0	27,8	21,6
Manitoba	25,2	30,3	32,8	61,3	43,6	42,6
Saskatchewan	–	–	–	–	–	–
Alberta			négligeable			
Colombie-Britannique	13,3	15,1	22,4	43,1	48,4	40,1

* *D'après des informations obtenues des principaux services publics d'électricité.*

n/d : non disponible.

Tableau 11. Pourcentage de la prévision de la progression de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude dans les nouvelles habitations[1]

	1980		1982		1984		1986		1988		1990	
	C	EC	C	EC	C	EC	C	EC	C	EC	C	EC
Terre-Neuve	59	80	68	82	76	84	80	86	80	88	80	90
Île-du-Prince-Édouard	négl.	30	–	30	–	30	–	30	–	30	–	30
Nouvelle-Écosse						non disponible						
Nouveau-Brunswick[4]	60	80	60	80	60	80	38	56	38	56	38	56
Québec	80	87	80	87	80	87	85	88	85	88	85	88
Ontario	22	25	26	29	38	40	45	45	50	50	55	55
Manitoba	36	45	46	45	38	45	37	45	37	45	36	45
Saskatchewan						progression nominale seulement						
Alberta[2]						négligeable						
Colombie-Britannique[3]	40	50	42	50	42	50	31	40	31	40	31	40

C: chauffage des locaux.
EC: eau chaude.

[1] *Pour les régions desservies, dans chaque province, par les principaux services publics d'électricité, ces données sont établies d'après des informations fournies par ces services.*

[2] *Le service estime négligeable la quantité d'électricité utilisée pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude; le taux de progression indiqué résulte d'une estimation du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.*

[3] *La disponibilité supposée en gaz naturel dans l'île Vancouver après 1984 couvre la progression décroissante de l'électricité. La politique du gouvernement de la Colombie-Britannique est de vendre l'électricité à 80 % de son coût.*

[4] *Suppose que le gaz naturel est disponible après 1984.*

UTILISATION DES COMBUSTIBLES

La production d'électricité à partir de combustibles représentait 30 % de la production totale en 1981. Les données préliminaires indiquent que 16 % de la production provenaient de centrales alimentées au charbon, soit une augmentation de 7,5 % par rapport à 1980. L'utilisation du mazout et du gaz a encore diminué en 1981, respectivement de 2,4 % et de 1,8 % de la production totale. En conclusion, la production totale à partir de sources thermiques classiques a diminué de 3 % en 1981. La production nucléaire qui était de 35 880 GWh en 1980 a augmenté de 5 %.

Le tableau 12 indique que l'Ontario était nettement l'utilisateur le plus important de combustibles pour la production d'électricité en 1980, sa production représentant près de 62 % du total. L'Alberta venait ensuite avec 19 % du total. Si l'on ne considère que les combustibles fossiles, l'Ontario absorbait 39 % de la consommation totale, et l'Alberta 30 %. L'Ontario est resté le plus gros consommateur de charbon en 1980, et le Nouveau-Brunswick le plus gros consommateur de mazout. La consommation totale de mazout a baissé de près de 5,8 % depuis 1979, alors que la consommation de charbon a augmenté dans le même temps de 11,7 %. La quantité de gaz utilisée pour la production d'électricité a baissé de 9,9 % depuis 1979, pendant que la consommation d'uranium pour la production nucléaire en Ontario augmentait de 14,4 %.

L'Ontario a importé des États-Unis en 1980 près de 80 % du charbon dont elle avait besoin; le reste du charbon utilisé provenait de l'Ouest canadien. Le Manitoba achetait son charbon en Saskatchewan, et l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick utilisaient leur propre charbon. La Saskatchewan compte essentiellement sur son propre charbon, mais elle en achète une certaine quantité de l'Alberta.

Tout le mazout utilisé par la région de l'Atlantique et par le Québec est importé de l'étranger. L'Ontario utilise du mazout canadien, surtout résiduel, et les territoires utilisent également du mazout canadien. Le gaz naturel et l'uranium utilisés au Canada proviennent de sources locales: le gaz naturel vient de l'Ouest canadien alors que l'uranium vient de l'Ontario et de la Saskatchewan.

Tableau 12. (a) Utilisation des combustibles par les entreprises de service public, 1980

Province	Charbon	Mazout	Gaz	Valeur énergétique	Pourcentage du total
	(10^3 tonnes)	(10^3 kL)	(10^6 m^3)	(10^3 TJ)	(%)
Terre-Neuve	–	392	–	16	2,0
Île-du-Prince-Édouard	–	54	–	2	0,2
Nouvelle-Écosse	1 057	738	–	59	7,4
Nouveau-Brunswick	315	1 371	–	66	8,3
Québec	–	119	–	5	0,6
Ontario	10 811	61	134	315	39,4
Manitoba	220	17	–	5	0,6
Saskatchewan	4 972	12	214	78	9,8
Alberta	10 410	3	1 338	243	30,4
Colombie-Britannique	–	30	189	8	1,0
Yukon	–	18	–	1	0,1
T.N.-O.	–	52	–	2	0,2
CANADA	27 785	2 867	1 875	800	100,0

SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 12. (b) Utilisation des combustibles par les entreprises de service public, 1980

Province	Charbon	Mazout	Gaz	Uranium	Total	% du total
			(10^3 TJ)			
Terre-Neuve	–	16	–	–	16	1,3
Île-du-Prince-Édouard	–	2	–	–	2	0,2
Nouvelle-Écosse	28	31	–	–	59	4,6
Nouveau-Brunswick	9	57	–	–	66	5,2
Québec	–	5	–	–	5	0,4
Ontario	308	2	5	470	785	61,8
Manitoba	4	1	–	–	5	0,4
Saskatchewan	70	–	8	–	78	6,1
Alberta	191	–	52	–	243	19,1
Colombie-Britannique	–	1	7	–	8	0,6
Yukon	–	1	–	–	1	0,1
T.N.-O.	–	2	–	–	2	0,2
CANADA	610	118	72	470	1 270	100,0

SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.

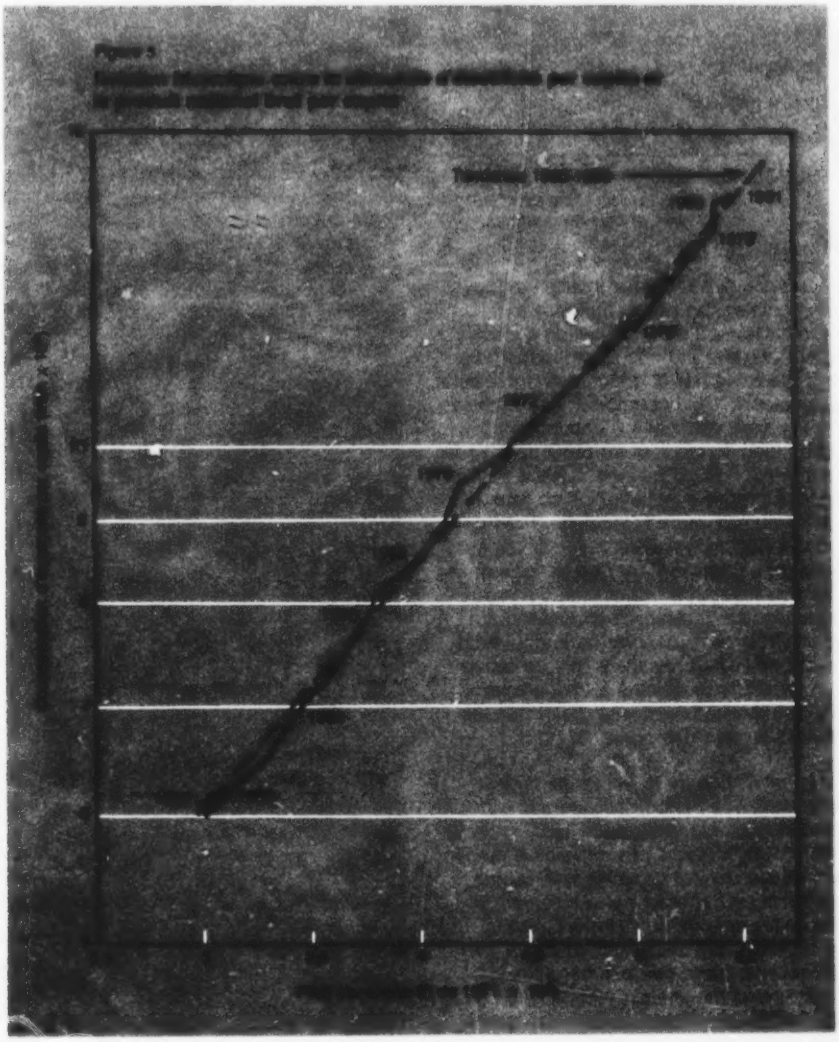
PRÉVISIONS DE DEMANDE, DE PRODUCTION ET DE CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Les courbes d'utilisation des combustibles pour la production d'électricité varient d'une région à l'autre. Depuis 1979, la quantité de mazout utilisée par les services producteurs a diminué dans trois provinces. En Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et en Ontario, la diminution a été respectivement de 12 %, 14 % et 78 %. Par ailleurs, l'Ontario a réduit sa consommation de gaz naturel de 70 % depuis 1979. La consommation de charbon a augmenté substantiellement dans trois provinces: le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont plus que doublé leur consommation, et le Nouveau-Brunswick l'a accrue de 59 %.

Cette section donne une vue d'ensemble des prévisions de demande d'électricité, de sources de production, et de puissance installée pour le Canada. Les tableaux A6 et A7 donnent des informations quantitatives supplémentaires.

Prévision de la demande

La figure 5 fait clairement apparaître que, traditionnellement, il existe une relation très étroite entre le rendement économique per capita, mesuré par le produit national brut (PNB), et la demande d'électricité per capita. Comme on prévoit que la croissance économique per capita et l'augmentation de population au cours des 20 prochaines années seront sensiblement inférieures à celles des 20 dernières années, on peut s'attendre à une baisse de croissance de la demande d'électricité. Le tableau 13 donne une indication de la croissance, au cours de la période de 1960 à 1980, du PNB réel (le PNB non sujet à l'inflation), de la population, de la demande d'énergie primaire (énergie totale disponible à partir des sources d'énergie telles qu'elles existent dans leur état initial) et de la demande d'énergie électrique; on y trouve également des prévisions concernant chacun de ces éléments pour la période de 1980 à l'an 2000. Il est évident, d'après ce ta-



bleau, que l'électricité est appelée à jouer un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement énergétique du Canada au cours des années à venir. On prévoit que le pourcentage d'énergie primaire utilisée sous forme d'électricité passera de 38 % en 1981 à environ 43 % en 1990, et à 48 % en l'an 2000.

Tableau 13. Taux de croissance annuelle du PNB, de la population et de l'énergie primaire et électrique

	1960-1980	1981-2000
PNB réel	4,5	3,0
Population	1,46	0,8
Énergie primaire	4,5	2,4
Énergie électrique	5,8	3,5

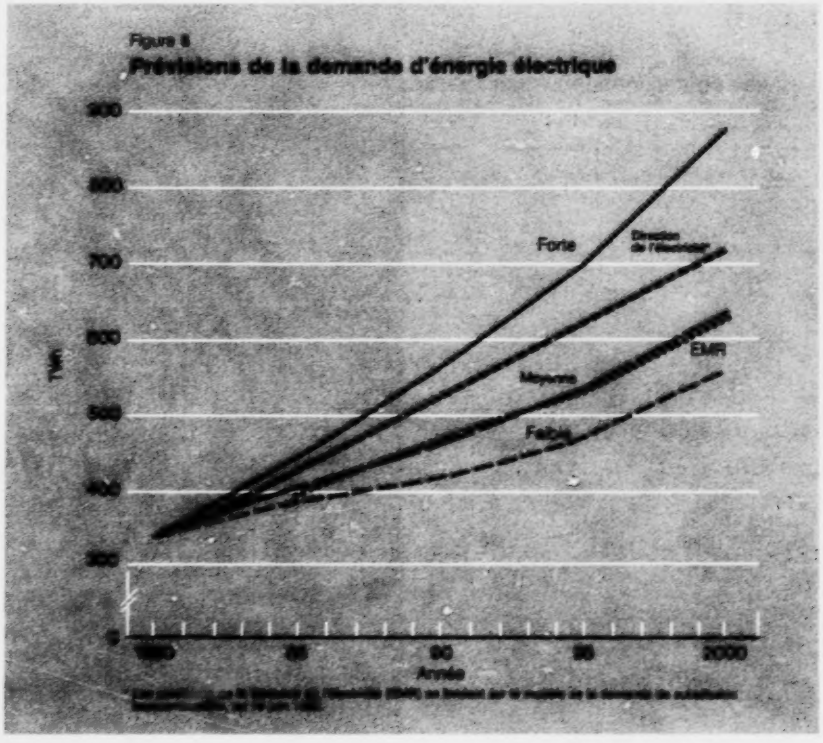
SOURCE: Modèle de prévision de demande d'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

À la suite des récentes initiatives gouvernementales, on peut s'attendre à un accroissement de la demande d'électricité. Le Programme énergétique national présenté par le gouvernement fédéral en octobre 1980 comportait des mesures financières destinées à encourager l'abandon du mazout au profit de sources d'énergie non pétrolières. Il est à prévoir que la première substitution se fera au profit du gaz et de l'électricité. Près de la moitié des conversions admissibles à une aide financière du gouvernement se font du mazout à l'électricité. Ce programme a été renforcé en Ontario au printemps de 1981 lorsque le gouvernement de cette province a mis en œuvre un programme destiné à encourager l'utilisation de l'électricité plutôt que les autres formes d'énergie.

Les prévisions de la demande d'électricité pour la période couvrant la seconde moitié de la décennie 1970-1980 ont été très difficiles à établir, en raison surtout de la montée rapide des prix de l'énergie qui a suivi la flambée des prix du pétrole. Ces augmentations ont déclenché une avalanche de rajustements des prix dans les économies mondiales, y compris d'importantes modifications dans les quantités et modes d'utilisation de l'énergie, ainsi que dans les types d'énergie utilisés. Cette vague de rajustements se poursuit, rendant très difficiles les prévisions de développement économique. Étant donné l'étroite relation qui existe entre le développement économique et la demande d'électricité susmentionnée, l'incertitude économique entraîne une incertitude quant à la demande à venir d'électricité. Par ailleurs, deux autres facteurs viennent accroître cette incertitude: on ne sait pas de quelle façon, ni dans quelle mesure les consommateurs vont réagir à l'augmentation des prix de l'énergie, et on ne connaît pas le niveau futur des prix internationaux du pétrole. Les consommateurs d'énergie ont déjà réagi à la hausse des prix en réduisant leur consommation, en adoptant des mesures qui assurent une meilleure utilisation de l'énergie; ils ont également adopté un style de vie qui demande moins d'énergie, et ils ont recours à d'autres types d'énergie. Quant aux prix internationaux du pétrole, la variation a été considérable en termes réels depuis 1973: la montée en flèche de 1973 a été suivie par quatre années de stabilité relative, puis en 1978-1979, la hausse a été plus marquée qu'en 1973, suivie d'une baisse des prix en 1981 qui se sont maintenus au même niveau au début de 1982. Quant à leur évolution future, les prévisions sont particulièrement difficiles à établir.

Malgré l'incertitude propre à l'époque actuelle, les longs délais (de cinq à dix ans) qu'il faut pour amener les nouvelles installations au stade de la production exigent des prévisions bien établies de la demande future. On trouvera ci-après un aperçu des prévisions que les services publics ont établies concernant les taux de croissance les plus probables, en janvier 1982, de la demande d'électricité; ces prévisions sont données en pourcentages annuels moyens:

Figure 8
Prévisions de la demande d'énergie électrique



	1981-1990	1981-2000
Canada	4,9	4,2
Terre-Neuve	7,3	6,0
Île-du-Prince-Édouard	2,0	2,3
Nouvelle-Écosse	3,3	3,1
Nouveau-Brunswick	3,3	2,8
Québec	5,1	4,6
Ontario	3,8	3,2
Manitoba	4,0	3,3
Saskatchewan	5,5	3,7
Alberta	7,3	6,0
Colombie-Britannique	6,2	4,9
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	6,5	5,6

Ces prévisions de la croissance annuelle moyenne sont légèrement inférieures à celles de l'année dernière pour la plupart des provinces. Toutefois, les prévisions pour le Québec accusent une nette baisse de la croissance annuelle moyenne pour la période de 1980 à l'an 2000. En effet, l'an dernier, les prévisions pour le Québec se chiffraient à 6,0 % alors qu'elles sont maintenant de 4,6 %. Cette baisse tient à ce que l'on prévoit une utilisation accrue du gaz naturel, un ralentissement de la croissance économique et une saturation plus marquée du marché des appareils électriques.

La figure 6 indique que la prévision médiane (la plus probable) de la demande d'électricité au Canada faite par l'Office national de l'énergie (ONE) en 1981 est très semblable à celle du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. La figure présente à titre comparatif la prévision de la demande d'électricité établie par la Direction de l'électricité d'EMR à partir de prévisions fournies par les principaux services producteurs, et de la demande totale d'électricité dans chaque province. Il est à remarquer que la prévision provenant des services publics est un peu plus élevée que la prévision la plus probable de l'ONE et d'EMR. C'est normal, car les services producteurs doivent fournir les moyens de production susceptibles de répondre à la demande prévue, et qu'il en coûte plus cher, en période d'activité économique réduite, d'avoir une capacité inférieure à la demande, que d'avoir un surplus de capacité. Il y a donc une tendance à l'exagération.

À cause de l'incertitude particulière de la situation actuelle, les prévisions de la demande d'électricité sont encore plus incertaines que d'habitude. Dans ces conditions, il importe d'établir la prévision la plus probable entre une limite supérieure et une limite inférieure pour répondre aux besoins de planification du réseau.

Il faut donc établir des programmes d'expansion assez souples pour pouvoir satisfaire à la demande prévue la plus probable, mais aussi pour pouvoir s'adapter rapidement à une situation en évolution.

Prévision de la production et de la capacité de production

Le tableau 14 présente la situation actuelle et les prévisions pour l'avenir en matière de production et de capacité de production. Il indique que l'utilisation du mazout et du gaz naturel pour la production d'électricité, qui ne représente actuellement qu'une fraction du total, va encore se réduire, au cours de la période considérée, en valeur relative, bien qu'elle soit en légère augmentation en valeur absolue. Le mazout et le gaz naturel, qui fournissent actuellement 5 % de la production totale d'électricité (1981), n'en fourniront plus que 3 % en l'an 2000. Le charbon, l'uranium et l'énergie hydraulique seront les principales sources de production d'électricité, et on prévoit qu'elles remplaceront une grande partie des actuelles centrales au mazout de la région de l'Atlantique dans les 20 prochaines années. La plupart des centrales au mazout qui seront maintenues seront situées en Ontario et au Québec, où elles auront à répondre à des besoins de pointe, et aux besoins de quelques communautés éloignées du Nord.

Le tableau A6 indique qu'on prévoit une augmentation de capacité de 34 127 MW entre 1981 et 1994. Plus de la moitié de cette augmentation, soit 18 808 MW, sera d'origine hydraulique. Vient ensuite la capacité de production d'origine nucléaire, dont l'augmentation prévue est de 9 927 MW d'ici 1994, soit 29 % du total des augmentations. Ainsi, la puissance nucléaire installée en 1981 se trouvera presque triplée. On prévoit que le charbon fournira 5 235 MW de plus, soit 15 % de l'accroissement total. La capacité de production à partir du gaz naturel semble appelée à baisser pendant la période considérée, tandis que la capacité de production au mazout se maintiendra à peu près à son niveau actuel. La plupart des centrales fonctionnant au gaz naturel se trouvent en Alberta, où une grande partie d'entre elles seront remplacées par des centrales plus importantes au charbon, qui produisent de l'électricité moins chère.

Il est probable que les prévisions de répartition de la production future seront valables, mais les augmentations de capacité, pour une année future donnée, demanderont sans doute à être ajustées, en plus ou en moins, pour répondre à la situation économique du moment et aux autres facteurs affectant la demande d'électricité et la demande totale d'énergie.

Tableau 14. (a) Prévisions relatives à la puissance installée par type pour le Canada

Année	Sources thermiques classiques (GW)							Pourcentage de la puissance totale					
	Mazout	Gaz	Charbon	Total	Nucléaire	Hydro-électrique	Total	Mazout	Gaz	Charbon	Total des sources thermiques classiques	Nucléaire	Hydro-électrique
1981*	8,0	4,5	16,0	28,5	5,6	49,7	83,8	10	5	19	34	7	59
1982	8,1	4,9	15,9	28,9	6,2	51,1	86,2	9	6	19	34	7	59
1983	8,2	4,6	16,2	29,0	8,7	52,7	90,4	9	5	18	32	10	58
1984	8,2	4,5	17,3	30,0	10,5	56,0	96,5	8	5	18	31	11	58
1985	8,3	4,5	17,9	30.7	10,5	58,7	99,9	8	5	18	31	10	59
1990	10,6	3,7	20,7	35,0	15,5	66,7	117,2	9	3	18	30	13	57
1995	10,9	3,9	22,3	37,1	17,2	80,4	134,7	8	3	17	28	13	60
2000	11,3	3,9	24,2	39,4	19,2	96,6	155,2	7	3	16	26	12	62

* *Existant actuellement.*

SOURCE : Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, données basées sur des prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

Tableau 14. (b) Prévisions relatives à la production par source au Canada*

Année	Sources thermiques classiques (TWh)							Pourcentage de la production					
	Mazout	Gaz	Charbon	Total	Nucléaire	Hydro-électrique	Total	Mazout	Gaz	Charbon	Total des sources thermiques classiques	Nucléaire	Hydro-électrique
1981**	7	10	56	73	38	232	343	2	3	16	21	11	68
1982	8	11	66	85	36	240	361	2	3	18	23	10	67
1983	8	11	65	84	45	247	376	2	3	17	22	12	66
1984	8	11	63	82	61	254	397	2	3	16	21	15	64
1985	7	12	70	89	63	263	415	2	3	17	22	15	63
1990	10	16	73	99	96	313	508	2	3	14	19	19	62
1995	11	18	92	121	114	369	604	2	3	15	20	19	61
2000	12	13	102	127	138	441	706	2	2	14	18	20	62

* *En vue de satisfaire la demande d'électricité au Canada, N'inclut pas les exportations vers les États-Unis,*

** *Existant actuellement.*

SOURCE : Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, données basées sur des prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS

Marché international

Les exportations d'électricité se sont élevées en 1981 à 9 % de la production canadienne nette, et les quantités importées n'atteignaient pas 1 % de la demande totale. Les exportations nettes vers les États-Unis se sont accrues d'environ 24 % en 1981, atteignant un total de 33 875 GWh. Ce chiffre représente en réalité la différence entre les exportations de 35 372 GWh et les importations de 1 497 GWh. Ceci traduit une augmentation de 7 % par rapport à 1980 et représente un niveau constamment élevé des exportations nettes.

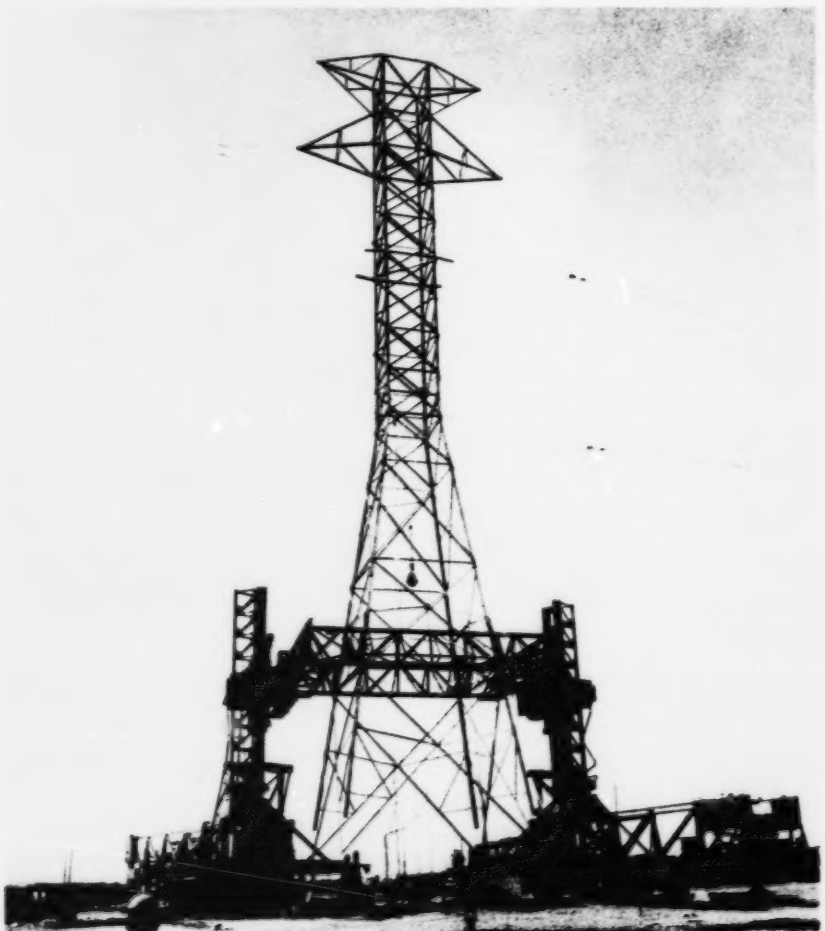
Trois provinces ont accru leurs exportations nettes en 1981. Au Manitoba et au Québec, l'accroissement n'a été respectivement que de 4,5 % et de 2,5 %, mais les exportations nettes de la Colombie-Britannique ont été plus de sept fois plus élevées en 1981 qu'en 1980, passant de 913 à 7 924 GWh. Cette augmentation est attribuable à une pluviosité inhabituelle au cours de l'année, ayant eu pour conséquence un accroissement estimé à 22 % de la production hydro-électrique, alors que les États-Unis demandaient de l'énergie pour remplacer leur électricité d'origine pétrolière.

Les exportations internationales nettes ont diminué de 16,5 % au Nouveau-Brunswick, à cause de la modification d'un accord entre la province et un groupe de compagnies d'électricité des États-Unis, qui couvrait les frais fixes de la centrale de Coleson Cove au Nouveau-Brunswick qui a réduit sa part d'exportations de 400 à 133 MW.

Bien qu'un accroissement des exportations nettes se soit nettement manifesté en 1981, il apparaît à la lecture du tableau 15 que la quantité d'énergie exportée vers les États-Unis et le revenu reçu ont tous deux augmenté de façon substantielle depuis 1977. Cette situation a été causée essentiellement par des périodes d'insuffisance d'approvisionnement aux États-Unis, et par le remplacement aux États-Unis d'une production d'électricité d'origine pétrolière coûteuse par des importations d'électricité moins chère. Les exportations canadiennes d'électricité ont été fournies surtout par des centrales hydro-électriques et au charbon, et pour une bien moindre part par des centrales nucléaires ou au mazout. Il est à prévoir que cette distribution se maintiendra dans l'avenir, la majorité des permis d'exportation, dont il est fait mention à la section intitulée Progrès accomplis en 1981, portant sur des centrales hydro-électriques ou au charbon. Exception importante toutefois, le permis accordé au Nouveau-Brunswick qui, pour la première fois, va exporter de l'énergie nucléaire.

Il existe environ 30 interconnexions Canada—États-Unis de 69 kV ou plus, avec une capacité de transport d'énergie d'environ 10 000 MW. Cette capacité n'a pas été augmentée en 1981 (tableau 16). L'interconnexion de 230 kV entre la Saskatchewan et le Dakota du Nord sera mise en service en mai 1982. Une demande émise par le Nebraska Public Power District (NPPD) pour l'établissement d'une ligne de transport d'énergie le reliant au Manitoba a été refusée par la South Dakota Public Utilities Commission, mais en attendant la conclusion de nouvelles démarches entreprises par le NPPD, Manitoba Hydro est toujours prête pour une mise en service dont la date avait été envisagée pour la fin de 1980.

Les interconnexions prévues ou proposées, supplémentaires ou renforcées,



Le personnel d'Hydro-Ontario a conçu une machine à soulever les pylônes qui permet d'installer de plus gros conducteurs pendant que les anciens sont en service.

entre les États-Unis et le Canada sont indiquées au tableau 17. En outre, Hydro-Québec prévoit la mise en service en 1984 d'une station de conversion de 1 000 MW en courant continu à haute tension à Chateauguay, qui permettra une plus grande souplesse du transport de l'énergie, aussi bien à l'exportation qu'à l'importation. Par exemple, en important 500 MW pendant les périodes de pointe hivernales, on réduira d'une égale quantité le projet de turbines à gaz d'appoint. Des négociations sont en cours entre Hydro-Québec et la Nouvelle-Angleterre pour une interconnexion de 600 MW dont la mise en service est prévue pour 1986.

En 1981, l'Office national de l'énergie a reçu un certain nombre de demandes d'exportation d'électricité. La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick a demandé à exporter un total de 335 MW de sa centrale nucléaire de Pointe-Lepreau vers cinq compagnies du Maine et du Massachusetts. La durée des contrats de fourniture s'étendrait de 1990 à 1995. On attend une décision au début de 1982.

Des audiences ont eu lieu en janvier 1982 pour statuer sur une demande d'Hydro-Ontario en vue d'exporter environ 1 000 MW vers la General Public Utilities Limited (GPUL) du New Jersey. La proposition comporte une interconnexion par câble de 1 200 MW en HT continue reliant le lac Érié à la Pennsylvanie. Le contrat d'exportation durerait de 1985 à 1995 et la centrale thermique à charbon de Nanticoke fournirait le plus gros de la puissance demandée.

Hydro-Ontario a obtenu l'approbation pour une nouvelle interconnexion à double circuit de 345 kV avec la Power Authority of the State of New York (PASNY) à Niagara. La date de mise en service est prévue pour février 1984. En août de 1981 a commencé la vente de toute la production de la centrale de 254 MW J.C. Keith à la GPUL. Le contrat porte sur une période de trois ans.

À l'automne, le Québec a invité les États de la Nouvelle-Angleterre à lui faire une offre d'achat à long terme de ses surplus d'énergie hydro-électrique. La fourniture pourrait inclure non seulement les surplus qui seront rendus disponibles dès le milieu de 1980 par le projet de la baie James au Québec, mais également la

Tableau 15. Commerce international d'électricité, 1977-1981

	1977	1978	1979	1980	1981
			(GWh)		
Exportations*	18 509	20 542	30 491	28 229	34 730
Importations*	1 060	185	24	169	466
Exportations nettes	17 449	20 357	30 467	28 060	34 264
Source de production pour l'exportation**					
Hydro-électrique	5 738	6 984	14 941	12 336	19 948
Charbon importé	8 514	10 476	11 587	10 599	10 901
Mazout importé	2 961	2 260	3 354	2 867	1 940
Combustibles fossiles canadiens: (charbon et mazout)	555	411	128	593	665
Nucléaire	–	–	177	30	42
Autres***	740	411	305	1 804	768
TOTAL	18 509	20 542	30 491	28 229	34 264
Revenu/coût			(en millions de dollars)		
Exportations	419,27	478,55	738,51	793,58	1 143,87
Importations	13,13	1,76	0,70	2,94	5,62
Revenu net	406,14	476,79	737,81	790,64	1 138,25

* *Non compris les échanges valeur pour valeur.*
** *Estimation basée sur des données fournies par les principaux services publics.*
*** *Comprennent les achats pour l'exportation lorsque la source de production est inconnue.*

SOURCE : Office national de l'énergie.

Tableau 16. Grandes* interconnexions entre le Canada et les États-Unis

Province**	État	Tension	Capacité de transfert
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	345	500
Québec	New York	765	1 400
	New York	2 × 120	200
	Vermont	120	100
Ontario	New York	230	470
		230	400
		2 × 230	600
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
Manitoba	Dakota du Nord	230	150
	Minnesota	230	175
	Minnesota	500	1 000
Colombie-Britannique	Washington	230	350
		230	300
		2 × 500	1 400

* *100 MW de puissance ou plus.*
** *Interconnexions installées; la capacité de transfert simultané peut être beaucoup moindre.*

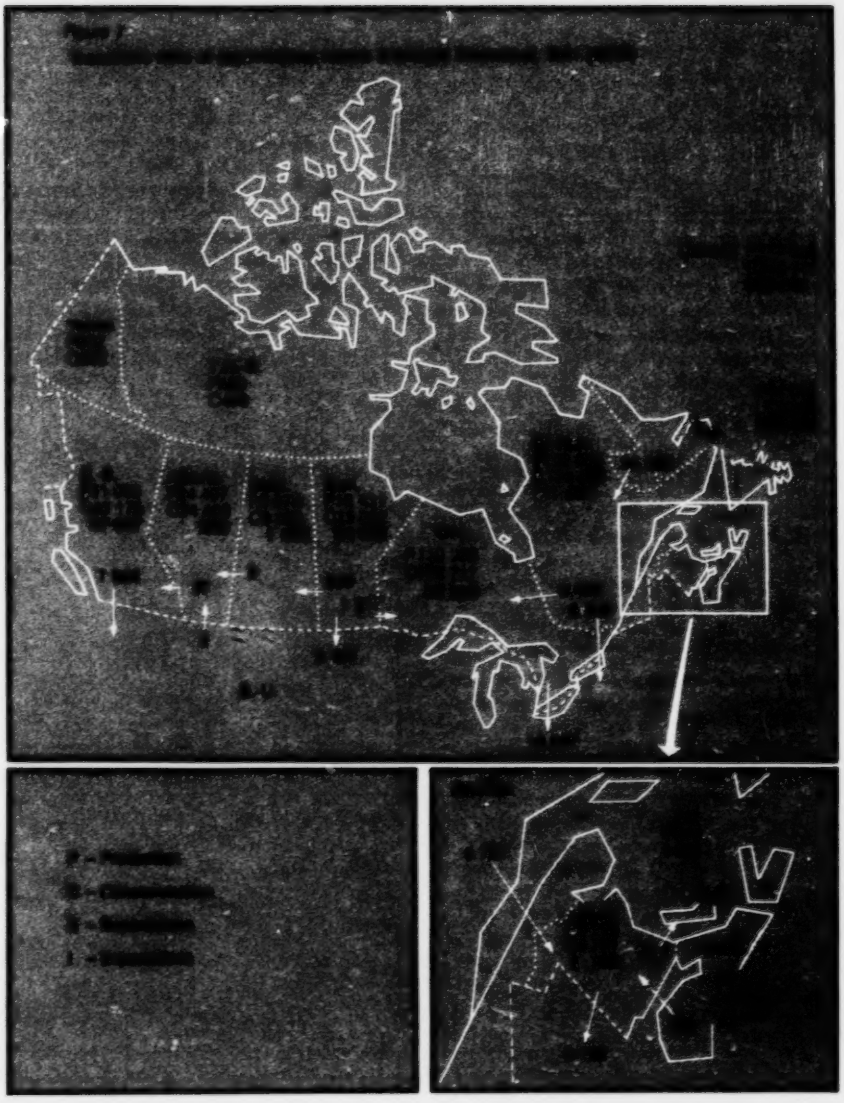
construction de nouvelles installations destinées principalement à l'exportation. Ceci traduit un changement d'attitude du gouvernement du Québec qui avait jusqu'à présent refusé de fournir de l'énergie par contrat à long terme et ne voulait pas construire d'installations pour l'exportation.

Marché interprovincial

Une bonne pluviosité en Colombie-Britannique et au Nouveau-Brunswick a contribué à accroître les exportations interprovinciales de ces deux provinces respectivement de 65 % et 42 %. Des accroissements de 12 % en Saskatchewan et de 20 % en Ontario ont également été enregistrés. Au Manitoba, la sécheresse a entraîné une augmentation de 12 % des importations interprovinciales, et en Nouvelle-Écosse, une réduction de la production d'électricité d'origine thermique a provoqué une augmentation de 84 % des importations, ramenant la province à une position nettement importatrice. Ces échanges interprovinciaux sont rassemblés dans le tableau A5.

Les interconnexions interprovinciales, présentées au tableau 18, n'ont pas reçu d'extensions. Des négociations relatives aux interconnexions proposées, qui figurent au tableau 19, se sont poursuivies en 1981. L'une d'elles, le Réseau de transport d'énergie de l'Ouest, fait l'objet de discussions entre les trois provinces des Prairies. Les négociations ont été retardées pour permettre aux nouveaux gouvernements du Manitoba et de la Saskatchewan d'examiner la viabilité du projet. À l'origine, il avait été prévu un accord d'une durée de 35 ans, et pendant cette période, le Manitoba devait fournir 500 MW à la Saskatchewan, et 1 000 MW à l'Alberta, à produire par des centrales hydro-électriques nouvellement construites. L'interconnexion, maintenant réduite à un choix entre trois itinéraires, comporterait quelque 1 700 km de lignes de transport et coûterait environ un milliard de dollars. La décision finale n'est pas attendue avant la fin de 1982. De plus, on prévoit maintenant que l'interconnexion de 500 kV actuellement en construction entre l'Alberta et la Colombie-Britannique sera terminée en 1984.

Dans l'Est canadien, le Nouveau-Brunswick et le Québec continuent de négocier le renforcement de



l'interconnexion entre les deux provinces, consistant en deux nouvelles lignes d'une capacité de 500 MW, dont la mise en service est prévue en 1986.

En 1981, Hydro-Ontario a convenu d'acheter 12,5 milliards de kWh au Québec de 1982 à 1987. Le prix est basé sur le coût de production de l'énergie à la centrale au charbon de Lakeview en Ontario.

STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

Tableau 17. Interconnexions projetées vers les États-Unis

Province	État	Date d'achèvement	Tension	Capacité estimée de transfert
			(kV)	(MW)
Québec*	Nouvelle-Angleterre	1986	300CC	600
Ontario**	New York	1984	2x345	± 150
Ontario*	Pennsylvanie	1985	300CC	1 000
Manitoba*	Nebraska/Dakota du Nord et du Sud	1988	± 450CC/500 CA	1 000
Saskatchewan***	Dakota du Nord	1982	230	200

* *En sérieuse révision.*
** *Projetée.*
*** *En construction.*

Tableau 18. Principales interconnexions entre les provinces

Connexion	Tension	Puissance Installée	Puissance Exploitable
	(kV)	(MW)	
Colombie-Britannique—Alberta	1 × 138	110	80
Saskatchewan—Manitoba	3 × 230	400	400
Manitoba—Ontario	2 × 230 115	260	260
Québec—Ontario	4 × 230 9 × 120	1 300	1 300
Québec—Terre-Neuve	3 × 735	5 225	4 300
Québec—Nouveau-Brunswick	2 × ±230(HT cont.)	460	300
Nouveau-Brunswick—Québec	2 × ±230(HT cont.)	320	160
Nouveau-Brunswick—Nouvelle-Écosse	2 × 138 345	600	600
Nouveau-Brunswick—Île-du-Prince-Édouard	2 × 138	200	100

Tableau 19. Interconnexions projetées entre les provinces

Province	Connexions	Année	Puissance Installée	Puissance Exploitable
	(kV)		(MW)	
Colombie-Britannique — Alberta*	500(CA)	1984	800	600
Québec — Nouveau-Brunswick**	2 x 230(HT cont.)	1986	460	300

* *En construction.*
** *En sérieuse révision.*

L'énergie électrique est fournie par trois sources au Canada, dont la principale est constituée par des services publics et privés de production. De plus, un petit nombre d'établissements industriels ont leurs propres installations de production. La plupart d'entre eux produisent seulement l'énergie dont ils ont besoin, mais certains vendent de l'énergie aux réseaux municipaux de distribution ou aux services distributeurs.

Dans leur ensemble, les établissements industriels qui produisent de l'électricité fournissent environ 80 % de leurs propres besoins. Environ 54 % de ces installations appartiennent à l'industrie des produits forestiers, 15 % à l'industrie minière et 11 % à l'industrie métallurgique. Environ 80 % des établissements industriels possédant des installations de production électrique se trouvent au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, reflétant la concentration des compagnies de produits forestiers, des compagnies minières et des compagnies de fonderie d'aluminium dans ces provinces. Près de 90 % de l'électricité produite par les établissements industriels sont d'origine hydro-électrique.

Comme l'indique le tableau 20, la quantité d'énergie produite par l'industrie est en proportion décroissante par rapport à l'énergie électrique totale produite au Canada. Le tableau A4 donne des informations plus détaillées sur la production d'électricité par les services et par les établissements industriels par province.

Depuis un certain temps, on a tendance au Canada à accroître la participation du public à la propriété des services publics d'électricité. Ces dernières années, les gouvernements provinciaux ont acquis les services électriques qui appartenaient à des compagnies privées, considérant essentiellement qu'il en résulterait un abaissement des coûts de production (à cause surtout de l'amélioration du rendement créée par la consolidation de l'industrie productrice, et de l'abaissement des coûts de financement consécutif à la garantie provinciale de la dette), et un meilleur contrôle de la politique de production électrique. Certaines provinces se servent de la production électrique et de l'établissement des prix comme instruments d'une politique de développement socio-économique.

Les principaux services publics d'électricité dans chacune des provinces et des territoires du Canada, en termes de capacité de production et d'actif, appartiennent aux provinces, sauf dans l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta. Dans l'Île-du-Prince-Édouard, une compagnie privée fournit l'électricité, et en Alberta, deux importantes compagnies privées fournissent environ 80 % de la production de la province, le reste étant à peu près entièrement produit par des services municipaux. Un organisme central de planification, l'Electric Utility Planning Council, composé de représentants des services, est responsable de la coordination des installations de production et de transport pour toute la province de l'Alberta, et la récente création de l'Alberta Electricity Marketing Board amènera une plus grande uniformité des prix. La section intitulée Progrès accomplis en 1981 donne des détails sur cet organisme. À Terre-Neuve, une compagnie privée distribue 36 % de l'électricité consommée dans la province; elle achète environ 15 % de cette électricité, principalement à Newfoundland Hydro. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, la Commission d'énergie du Nord canadien, organisme fédéral, produit et distribue la plus grande partie de l'électricité fournie. Le reste est presque entièrement fourni par deux compagnies privées. Des informations supplémentaires sont données dans la section intitulée L'électricité au nord du 60e parallèle.

Dans toutes les provinces, la majeure partie de l'électricité est distribuée aux consommateurs par les grands services publics. L'Ontario seule fait exception, où une forte proportion est achetée à Hydro-Ontario et distribuée par quelque 330 services municipaux. Une petite quantité de l'électricité fournie dans la province est distribuée par des compagnies privées, dont quelques-unes vendent leur propre production, le reste étant acheté à Hydro-Ontario. La liste des noms des services publics d'électricité de chaque province figure dans la publication n° 57-204 de Statistique Canada intitulée *Statistiques de l'énergie électrique, vol. I.*

Comme l'indique le tableau 21, en 1980, les services publics d'électricité canadiens employaient 59 955 personnes pour la conception, la construction, les services administratifs et les services opérationnels. De ce personnel, 91 % était employé dans les services publics, et les autres 9 % dans les compagnies privées. L'actif total des services s'élevait en 1980 à 55 milliards de dollars, et leur revenu à 11 milliards.

On voit aisément au tableau 21 qu'Hydro-Québec et Hydro-Ontario sont les deux plus importants services publics d'électricité au Canada. En fait, ils se classent respectivement second et cinquième dans toute l'Amérique du Nord, en termes de revenu net en 1980. Ensemble, ces deux services détiennent 65 % de tout l'actif et collectent 66 % du revenu total des services d'électricité canadiens.

Tableau 20. Production des entreprises de service public et des établissements industriels, 1970-1981

Année	Services publics	Établissements industriels
	(%)	
1970	84	16
1975	87	13
1977	88	12
1979	90	10
1981	90	10

SOURCES : Statistique Canada, publications 57-202, 57-001.

Les investissements des services d'électricité dans les nouvelles installations se sont accrus de près de 12 % en 1981, atteignant un total estimé à 7,8 milliards de dollars, dont environ 60 % pour la production, 21 % pour le transport, 9 % pour la distribution, et le reste pour des postes divers.

Le tableau 22 compare les investissements des services d'électricité aux investissements dans les approvisionnements d'énergie, aux investissements totaux dans l'économie, et au PNB du Canada, par périodes de cinq ans de 1966 à 1975, ainsi que pour les années 1979, 1980 et 1981. Ce tableau met en évidence le niveau très élevé des investissements dans les approvisionnements en électricité.

Les coûts initiaux des immobilisations des services d'électricité répartis entre la production, le transport et la distribution sont indiqués au tableau 23. Pour l'ensemble du Canada, les coûts sont assez également répartis entre la production et l'ensemble transport-distribution-divers, la rubrique «divers» comprenant entre autres les bâtiments de bureaux et de magasins. Toutefois, cette répartition des investissements varie considérablement d'une région à l'autre, selon les modes de production utilisés. Par exemple, l'investissement par unité de capacité ajoutée est sensiblement plus élevé pour une centrale hydro-électrique que pour une centrale thermique classique. Cela tient à ce que la centrale hydro-électrique exige un gros investissement et coûte peu à exploiter, contrairement à une centrale thermique classique; de plus, la centrale hydro-électrique exige encore un investissement élevé pour ses installations, du fait qu'elle est généralement située dans un site éloigné.

Le tableau 24, qui donne les investissements pour l'expansion du réseau électrique par province pour 1981 et une estimation prévisionnelle pour les années 1982-1991, permet de voir que l'accroissement annuel moyen des investissements de 1981 à 1991 va se situer aux environs de 13 %. Le taux d'inflation prévisible dans la même période est de l'ordre de 8 à 9 %, ce qui ramène la croissance réelle de l'investissement entre 4 et 5 %. Ces données sont basées sur les estimations des services d'électricité reçues en janvier

1982. Depuis lors, Hydro-Québec et B.C. Hydro ont réduit leurs prévisions de demande, ce qui entraîne la réduction de leurs prévisions d'investissements dans la même période. Par conséquent, bien que le Québec soit responsable de la plus grande partie de ces dépenses d'investissement, qui atteindront près de 61 % du total en 1991, cette proportion sera probablement réduite lorsque seront connues les données des nouvelles prévisions. Les données antérieures figurant au tableau 25 indiquent que les investissements depuis 1965 ont augmenté à un taux annuel moyen de 13,7 %. Le taux annuel moyen d'inflation a été, pendant cette période, de 5,4 %, ce qui ramène la croissance réelle à environ 8,3 %. Il y a actuellement un excès considérable de capacité de production dans certaines provinces, et cela entraînera une réduction des investissements dans les cinq prochaines années. Cet excès de capacité de production est dû à ce que la croissance des demandes d'électricité s'est avérée inférieure aux prévisions lorsque la construction a commencé, il y a de cinq à dix ans. Il peut en résulter un ajournement de certains projets d'expansion.

Tableau 21. Immobilisations et revenus des services publics d'électricité, 1980

Province	Immobilisations	Revenus	Employés
		(en milliers de dollars)	
Colombie-Britannique	6 627	925	4 672
Alberta	3 168	807	4 408
Saskatchewan	1 117	272	2 004
Manitoba	2 743	420	3 327
Ontario	17 485	4 847	18 646
Québec	18 128	2 531	20 453
Nouveau-Brunswick	2 403	487	2 056
Nouvelle-Écosse	1 034	358	2 160
Île-du-Prince-Édouard	61	40	234
Terre-Neuve	2 034	355	1 680
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	213	74	315
TOTAL POUR LE CANADA	55 014	11 117	59 955

SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.
NOTA: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des chiffres.

Tableau 22. Dépenses d'investissement des services publics d'électricité

	1966-1970	1971-1975	1979	1980	1981
Investissement dans l'énergie électrique (en milliards de dollars)	6,8	12,9	6,4	6,4	7,8
Pourcentages des investissements dans:					
l'énergie totale	55,0	56,0	55,0	44,0	43,0
l'économie totale	8,0	9,0	12,0	10,0	9,8
Pourcentage du PNB	1,9	2,0	2,8	2,2	2,4

SOURCES : Données du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et Statistique Canada, publications 61-205 et 11-003F.

Tableau 23. Coût original des immobilisations des services publics en opération

	1970		1975		1977		1978		1979		1980	
	(en milliers de $)	(%)	(en milliers de $)	(%)	(en milliers de $)	(%)	(en milliers de $)	(%)	(en milliers de $)	(%)	(en milliers de $)	(%)
Production	6 883	48	10 549	48	14 628	51	16 320	51	19 177	52	22 431	53
Transport	3 087	22	4 802	22	5 804	20	6 209	20	7 421	20	8 465	20
Distribution	3 228	23	5 007	23	6 302	22	7 168	22	7 950	21	8 739	20
Autres	1 043	7	1 712	7	1 968	7	2 278	7	2 601	7	2 927	7
Total	14 241	100	22 070	100	28 702	100	31 975	100	37 149	100	42 562	100

SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 24. Prévisions relatives aux dépenses d'investissement des services publics d'électricité

Province	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
	(en millions de dollars actuels)										
Terre-Neuve	156	208	217	120	129	172	183	204	231	262	268
Île-du-Prince-Édouard	12	14	6	4	7	7	7	7	7	7	8
Nouvelle-Écosse	49	96	191	202	190	219	231	88	164	198	203
Nouveau-Brunswick	286	161	61	42	44	48	56	54	50	50	40
Québec	2 793	3 219	3 589	3 408	3 597	5 186	6 534	8 729	12 095	14 864	16 567
Ontario	2 460	3 032	3 245	2 647	3 219	3 252	3 704	3 490	3 606	3 342	3 579
Manitoba	107	132	140	117	90	85	106	244	366	399	422
Saskatchewan	226	263	340	400	394	440	480	670	970	550	560
Alberta	585	829	1 020	1 209	1 073	1 043	1 177	1 446	1 574	1 725	1 577
Colombie-Britannique	1 084	1 385	1 408	1 427	2 042	2 948	3 594	3 775	3 990	4 049	4 110
Yukon et T.N.-O.	7	8	18	6	17	28	11	17	13	13	14
CANADA	7 765	9 347	10 235	9 582	10 802	13 428	16 083	18 724	23 066	25 459	27 348

SOURCE: Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, d'après les estimations des services publics. Les années civiles et fiscales sont combinées.

FINANCEMENT

De 1960 à 1976, on a fait appel de plus en plus à l'emprunt pour financer l'expansion des services d'électricité. En 1976, la dette représentait 88 % des immobilisations dans les provinces où les services d'électricité étaient en majorité des services publics, et 51 % dans les provinces où ces organismes étaient surtout des compagnies privées. En 1980, la dette correspondant aux services publics était légèrement réduite à 87 %, et celle des services privés à 48 %. Le risque plus élevé encouru par les services privés qui fournissent la plus grande partie de l'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta exige que leur dette soit inférieure en pourcentage du total (la dette des services publics est garantie par la province où se trouvent ces services). Le tableau 26 indique que la proportion de la dette a légèrement baissé depuis 1976, du fait que les services utilisent leur capacité d'autofinancement pour satisfaire une plus grande part de leurs besoins de nouveaux capitaux. D'après des études faites à ce sujet, les services publics d'électricité peuvent se permettre une dette représentant environ 80 % de leurs investissements, aussi agissent-ils prudemment en réduisant leur dette. En cette période où les besoins de capitaux pour l'expansion des réseaux sont considérables, et où l'incertitude et les intérêts sur les marchés des capitaux sont élevés, il est prudent pour ces organismes d'être solvables.

La dette de la Commission d'énergie du Nord canadien, société d'État, qui est le plus important fournisseur d'électricité au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, est garantie par le gouvernement fédéral.

Les services publics ont utilisé leurs ressources d'autofinancement (revenu net plus imputations non monétaires au revenu) pour financer environ 30 % de leurs immobilisations en 1980, soit à peu près le même montant que pendant la période 1965-1975. On peut prévoir que dans les cinq prochaines années les ressources d'autofinancement couvriront de 30 à 35 % des besoins en capitaux.

Tableau 25. Progression des dépenses d'investissement des services publics d'électricité

Année	Production	Construction			Machines et équipement	Total
		Tansport et distribution*	Autre	Sous-total		
		(en millions de dollars actuels)				
1965	438	277	12	727	212	939
1966	493	281	13	787	356	1 413
1967	577	262	36	875	390	1 265
1968	533	301	54	889	443	1 332
1969	511	281	63	856	546	1 403
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	808	539	69	1 417	827	2 244
1974	1 049	598	53	1 700	1 054	2 753
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3 957
1976	1 803	821	30	2 654	1 574	4 229
1977	2 205	911	43	3 158	1 726	4 884
1978	2 339	1 199	233	3 761	2 175	5 936
1979	2 516	1 424	181	4 121	2 243	6 364
1980	2 291	1 434	296	4 021	2 426	6 447
1981**				4 481	2 715	7 196

* *La rubrique «Transport et distribution» inclut l'éclairage des rues. La rubrique «Production» inclut les stations de transformation, les barrages et les réservoirs.*

** *Ces données n'expriment que des intentions, on n'en a pas le détail.*

SOURCES: Statistique Canada, publications 57-202, 61-205 et 61-206. Annuaires du Canada 1968-1979.

Tableau 26. Structure financière des services publics d'électricité (%)

Province	1970		1975		1976		1977		1978		1979		1980	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
Terre-Neuve	82	18	81	19	79	21	76	24	73	27	74	26	72	28
Île-du-Prince-Édouard	45	55	58	42	53	47	54	46	50	50	51	49	51	49
Nouvelle-Écosse	77	23	101	–1	103	–3	102	–2	99	1	98	2	95	5
Nouveau-Brunswick	88	12	91	9	92	8	92	8	94	6	93	7	91	9
Québec	74	26	75	25	76	24	76	24	77	23	76	24	75	25
Ontario	66	34	74	26	77	23	77	23	79	21	79	21	78	22
Manitoba	93	7	96	4	97	3	97	3	95	5	93	7	93	7
Saskatchewan	81	19	70	30	73	27	77	23	78	22	78	22	79	21
Alberta	56	44	53	47	49	51	47	53	47	53	46	54	44	56
Colombie-Britannique	94	6	94	6	94	6	95	5	87	13	86	14	86	14
Yukon et T.N.-O.	77	23	99	1	98	2	99	1	98	2	98	2	97	3
CANADA	75	25	79	21	83	17	80	20	80	20	79	21	78	22

(a) Dette à long terme et court terme réunies.
(b) Masse à répartir en cas de liquidation: total des réserves et du surplus de capital.
SOURCE: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 27. Revenu moyen des ventes d'électricité par province

Province	1968	1970	1972	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
	(en cents actuels le kilowatt-heure)									
Terre-Neuve	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,7	2,0	2,2	2,3
Île-du-Prince-Édouard	2,9	2,8	3,0	3,7	4,1	5,1	5,9	6,4	7,2	8,1
Nouvelle-Écosse	1,9	1,9	1,8	2,0	2,5	2,8	3,9	4,4	4,6	4,5
Nouveau-Brunswick	1,5	1,6	1,5	1,6	1,9	2,0	2,4	3,2	3,7	4,1
Québec	0,9	1,0	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	2,0	2,2
Ontario	1,0	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,3	2,4	2,6	2,9
Manitoba	1,1	1,1	1,0	1,2	1,4	1,7	1,9	2,3	2,7	2,8
Saskatchewan	1,9	1,7	1,6	1,6	1,8	2,1	2,4	2,7	2,7	2,9
Alberta	1,6	1,5	1,5	1,7	2,0	2,4	2,7	3,1	3,2	3,4
Colombie-Britannique	1,2	1,3	1,3	1,4	1,6	1,8	2,1	2,2	2,4	2,6
Yukon	–	2,2	2,4	2,6	2,7	3,5	4,1	4,4	4,9	5,3
Territoires du Nord-Ouest	–	2,5	3,2	3,6	4,0	5,2	6,9	7,7	9,0	10,0
CANADA	1,1	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,5	2,8

SOURCE : Statistique Canada, publication 57-202.

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX

Établissement des coûts

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires en électricité s'est rapidement accru au cours des années 70. Cependant, les hausses des dernières années correspondent à peu près au taux d'inflation, n'entraînant qu'une faible augmentation du coût réel de l'électricité. On peut admettre que les fortes hausses de prix de l'électricité sont maintenant passées, et que, dans la plupart des régions du Canada, il y aura peu d'augmentations du coût réel au cours des années 80.

Les deux raisons essentielles de l'accroissement rapide des coûts des nouvelles installations au cours des années 70 sont la forte hausse du taux d'inflation et la montée en flèche des prix des combustibles fossiles.

Le taux élevé d'inflation affecte l'industrie des services d'électricité de deux façons: en augmentant les coûts de construction des installations supplémentaires et en relevant les taux d'intérêt des capitaux empruntés, ce qui est un élément important à considérer pour une industrie qui a aussi besoin de capitaux. La figure 8 donne, pour la période 1966-1981, l'intérêt moyen sur la dette à long terme des services d'électricité. La figure 9 donne l'indice des coûts de construction pour ces services, et montre la forte augmentation des coûts de construction de 1973 à ce jour, une tendance dont ont souffert la plupart des grands projets. Les coûts de construction ont suivi l'indice des prix à la consommation (IPC) avant 1973 et de 1977 à ce jour. Cependant, entre 1973 et 1977, ils ont augmenté très rapidement, même en comparaison du taux d'inflation déterminé en fonction de l'IPC.

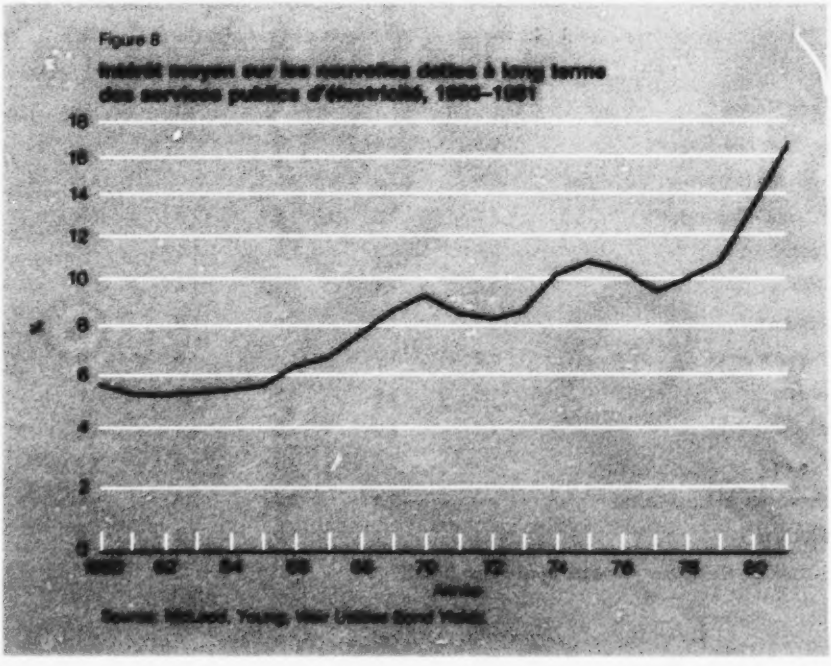
La figure 10 indique les fortes augmentations de prix des combustibles fossiles enregistrées par les services d'électricité en 1973 et 1974. Pour l'ensemble du Canada, le coût du combustible par kilowatt-heure d'électricité produite à partir de combustibles fossiles a quintuplé entre 1973 et 1980, mais les prix du pétrole se sont quelque peu modérés en 1981. L'effet de cette hausse varie considérablement d'une région à l'autre du pays, selon le type de combustible utilisé, sa source et le pourcentage de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles. Les premières sections de la présente publication donnent le détail, par région, de l'utilisation des combustibles et des divers modes de production.

Établissement des prix

Le tableau 27 fournit des données sur le revenu moyen des ventes d'électricité dans chaque province. Le revenu unitaire pour le Canada s'est maintenu jusque vers 1972, lorsque les prix ont commencé à monter pour les raisons exposées ci-dessus dans l'établissement des coûts. Ces coûts ont augmenté plus rapidement dans certaines régions que dans d'autres, selon les différents modes de production, les combustibles utilisés, et les taux d'expansion des réseaux, pour satisfaire aux demandes croissantes d'électricité. Le tableau 28 donne les coûts mensuels de l'électricité dans certaines villes canadiennes, et le tableau 29 détaille les augmentations du taux annuel moyen pour tous les clients, par service important dans chaque province depuis 1974.

La figure 11 donne les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz en tant qu'éléments de l'indice des prix à la consommation (IPC), et la fluctuation de ce dernier indice. Elle indique que l'élément «prix de l'électricité» a augmenté plus lentement, la plupart du temps depuis 1955, que l'IPC, ou est resté au même niveau. Seule fait exception la période 1974-1977 où l'élément «prix de l'électricité» a augmenté beaucoup plus vite que l'IPC. Mais l'élément «prix de l'électricité» semble augmenter moins vite que l'élément «prix de l'énergie».

Hydro-Ontario a mis au point un ensemble de propositions de changements de taux qui reprend la plupart des suggestions du rapport de décembre 1979 de l'Ontario Energy Board (OEB) sur les méthodes d'établissement des coûts et des prix utilisés par Hydro-Ontario. Il y était suggéré que soit adoptée en priorité pour les gros clients la méthode des coûts variables suivant l'heure. Hydro-Ontario avait l'intention de soumettre ses propositions à l'OEB en 1981 pour les appliquer en 1982. Cependant, Hydro-Ontario a décidé que les clients concernés n'avaient pas eu le temps suf-



fisant pour examiner les propositions et soumettre leurs commentaires, de sorte que les propositions ne seront soumises à l'OEB qu'en 1982, et ne seront appliquées qu'en 1983 au plus tôt.

Hydro-Québec a modifié ses tarifs intérieurs, abandonnant les taux dégressifs au profit d'une structure tarifaire inverse, où le prix du kilowatt-heure augmente avec la quantité consommée. Bien que certains autres services publics aient pris en considération cette initiative, Hydro-Québec est le premier service public à mettre en œuvre cette structure tarifaire.

Il y a eu peu de discussions publiques, dans les autres provinces, sur les modifications de structure tarifaire, notamment sur l'utilisation de la méthode des coûts variables suivant l'heure. Toutefois, plusieurs services publics d'électricité ont fait savoir qu'ils abandonnaient les tarifs dégressifs au profit d'une structure tarifaire comprenant des frais de service fixes plus un prix unique pour la consommation d'énergie. Ils réduisent également le nombre des tarifs en vue, d'une façon générale, de simplifier les tarifs.

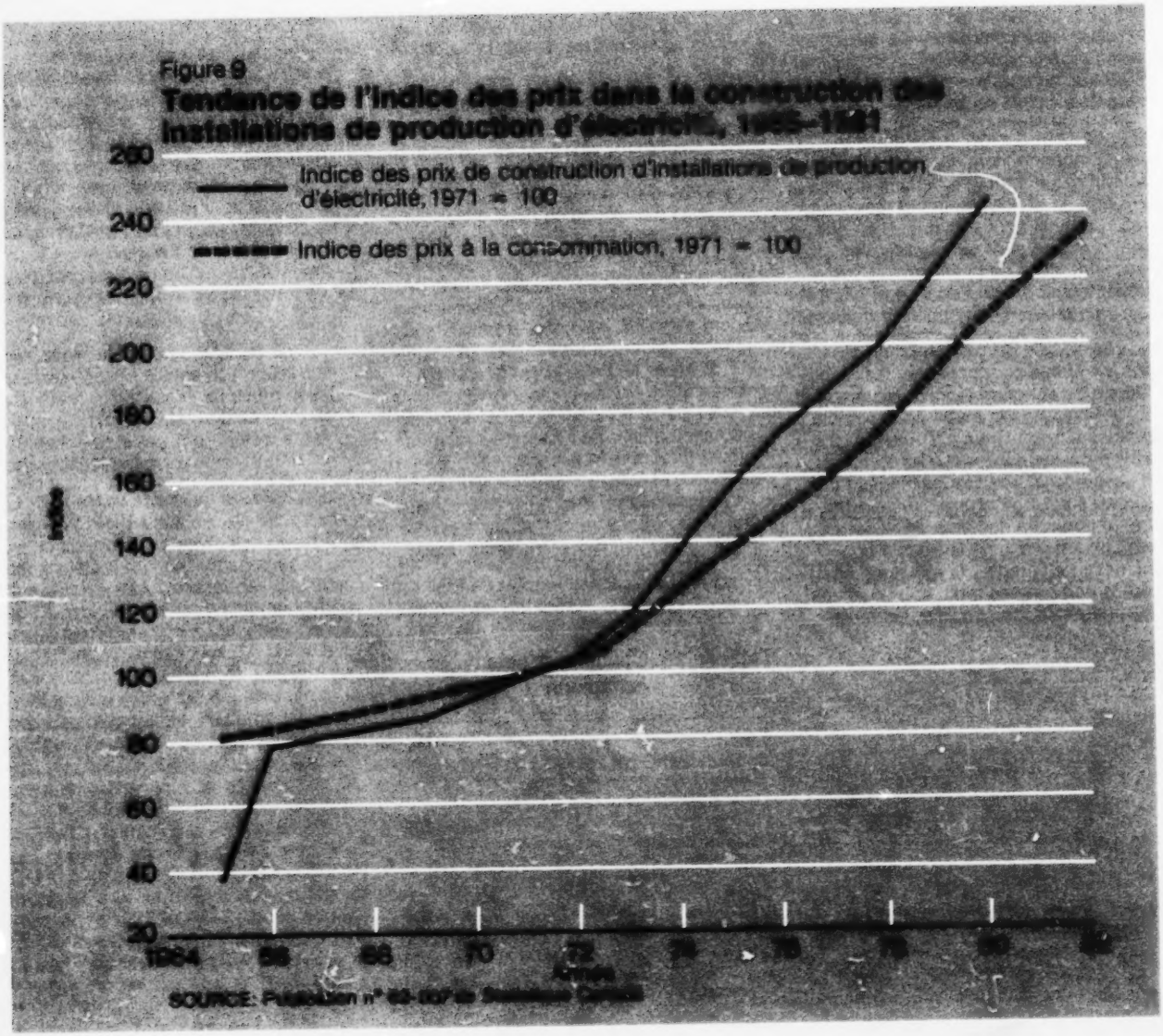
Tableau 28. Coûts mensuels de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1981

Secteur	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW)	–	100	1 000
Consommation (kWh)	1 000	25 000	400 000
		($)	
Vancouver	36,63	915,13	10 587,57
Calgary	33,74	1 077,54	11 668,19
Edmonton	33,60	991,90	12 526,88
Regina	31,67	935,60	11 288,40
Winnipeg	30,86	815,31	9 765,31
Toronto	35,70	1 138,05	13 554,00
Ottawa	32,60	849,58	11 994,58
Montréal	30,40	1 023,50	11 719,00
Moncton	48,62	1 576,50	15 350,00
Halifax	49,15	1 587,75	16 411,06
Charlottetown	78,78	2 387,70	28 040,35
St-Jean (Terre-Neuve)	42,80	1 188,83	13 496,08
Whitehorse	48,48	1 632,10	s/o
Yellowknife	55,87	1 808,00	s/o

s/o: sans objet.
SOURCE: Statistique Canada, publication 57-203.

Figure 9

Tendance de l'indice des prix dans la construction des installations de production d'électricité, 1965–1981



SOURCE: Publication n° 62-007 de Statistique Canada

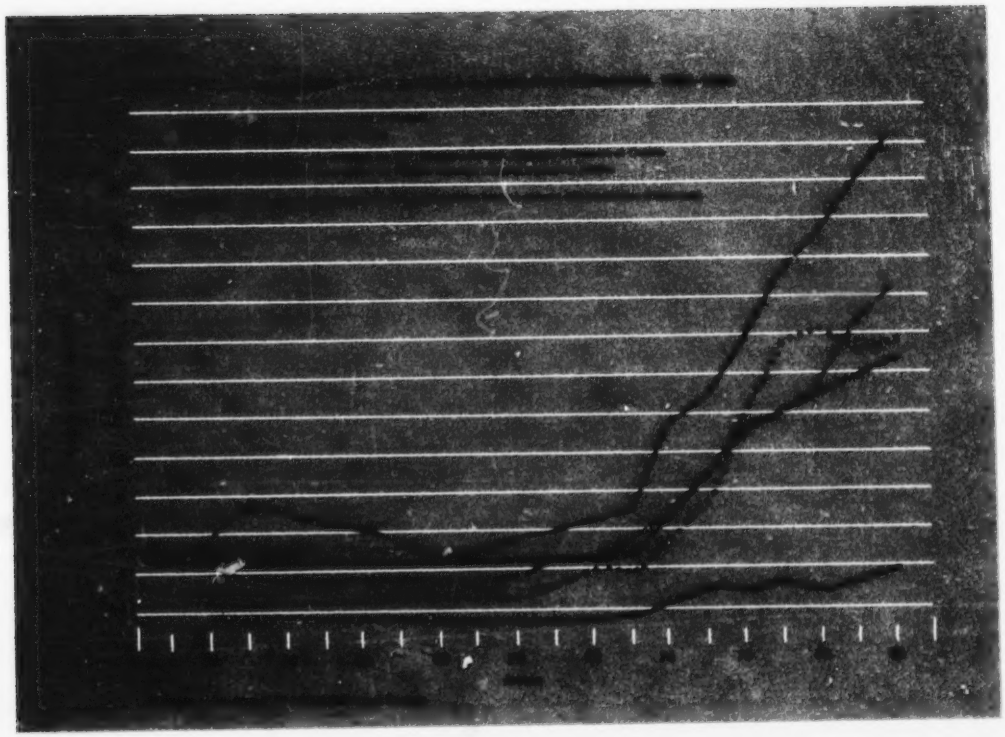
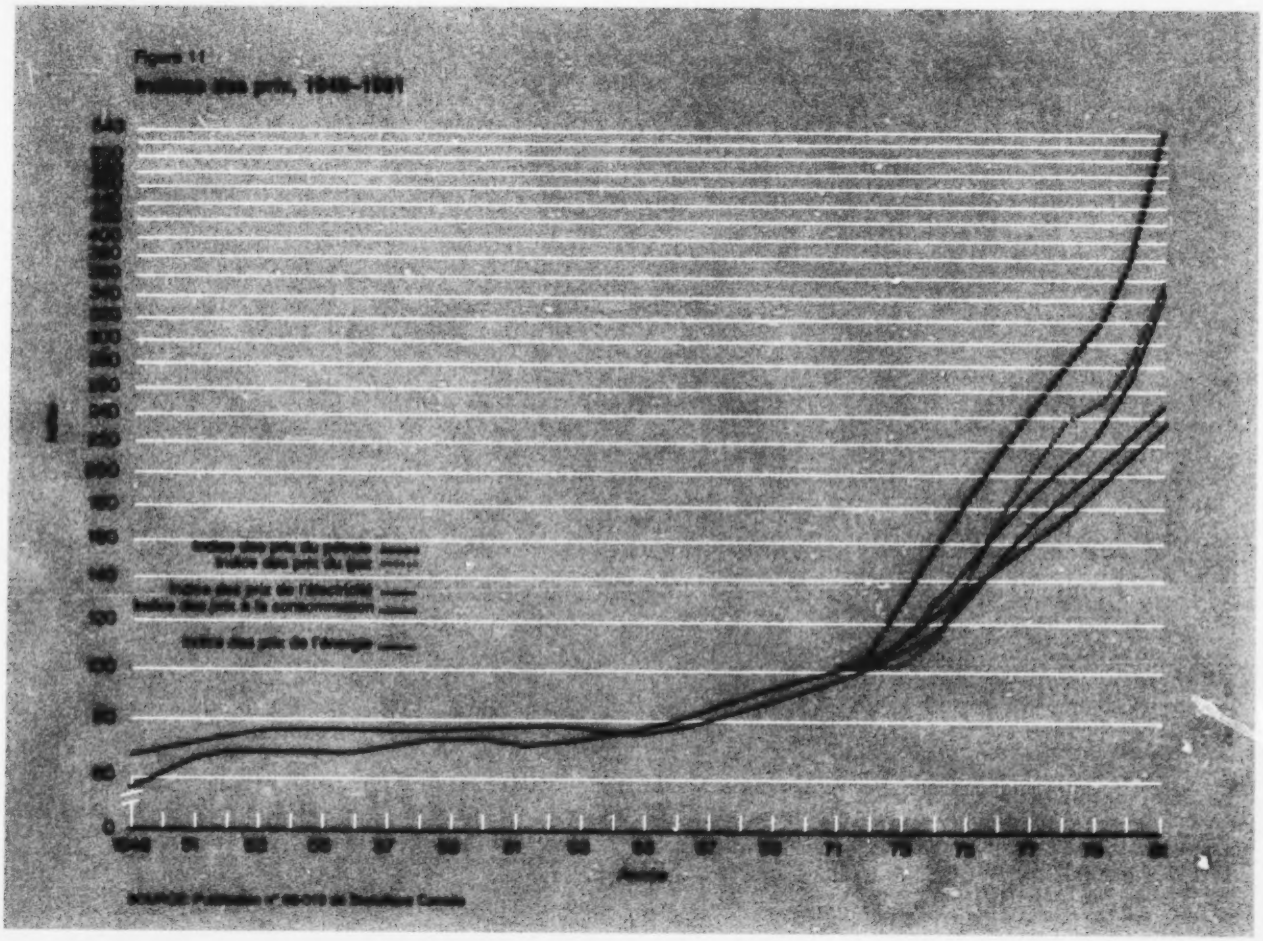


Tableau 29. Augmentations annuelles moyennes des taux, 1974-1981

Service public	Changements des taux (%) : moyenne de toutes les catégories de clients							
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
B.C. Hydro	15,0	6,2	14,2	12,1	13,4	5,5	7,6	10,0
Alberta Power Limited	19,0	21,3	11,4	20,2	–	–	12,3	28,9
TransAlta Utilities	5,2	17,6	25,8	14,7	15,6	7,5	–	13,0
Edmonton Power	–	13,6	10,1	6,0	8,1	–	26,0	12,0
Saskatchewan Power	–	27,0	13,0	17,0	3,3	8,3	7,9	16,1
Manitoba Hydro	18,1	17,4	16,6	15,0	14,9	14,4	–*	–
Hydro-Ontario	9,9	11,4	14,9	25,6	5,7	7,7	7,3	10,0
Hydro-Québec	–	9,8	10,3	9,9	18,7	13,7	13,3	10,6
Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick	–	10,0	12,0	16,6	9,9	7,9	7,8	9,8
Nova Scotia Power	–	4,6	–	43,0	14,0	12,5	–**	–
Maritime Electric	10,0	20,0	–8,0	17,0	13,0	–	13,1	21,4
Newfoundland Light & Power	6,4	33,5	13,4	9,8	21,2	12,4	11,8	14,6
Newfoundland Hydro	–***	–***	14,0	8,4	25,0	–	19,0	15,8

* *Le gouvernement provincial a gelé les taux en 1979 jusqu'en 1984.*
** *Le gouvernement provincial a gelé les taux en 1980.*
*** *Les données ne sont disponibles qu'à partir de 1976.*



SOURCES D'ÉNERGIE DE RECHANGE

La présente section fait le point sur les progrès accomplis au Canada dans le domaine des énergies de rechange: énergie géothermique, énergie des vagues, énergie du courant des rivières et énergie marémotrice, ainsi que l'hydroélectricité à petite échelle, et la photoélectricité.

Énergie géothermique

En 1976, le gouvernement fédéral commençait à financer le projet de récherche et de développement de l'énergie géothermique. À l'origine, le principal objectif du programme était l'identification et l'évaluation des ressources géothermiques exploitables au Canada. À mesure que cette ressource était mieux connue, la recherche s'orientait vers les techniques d'extraction, sans cesser d'étudier la ressource comme telle. Le programme a reconnu des ressources géothermiques probables pour la production d'électricité à Meager Creek en Colombie-Britannique.

Le projet de mise en valeur des ressources géothermiques de Meager Creek est actuellement au stade final de l'évaluation. Un programme de forage en profondeur sera poursuivi en 1982. Suivant les résultats de l'évaluation, une décision sera prise sur l'opportunité de construire une centrale électrique de démonstration; il est peu probable que la construction de cette centrale commence avant 1984. Si une centrale est construite, elle aura probablement une puissance d'environ 50 MW, sa construction durera à peu près cinq ans et coûtera environ 100 millions de dollars. Le potentiel de production d'électricité du site de Meager Creek a été estimé de l'ordre de 500 à 1 000 MW.

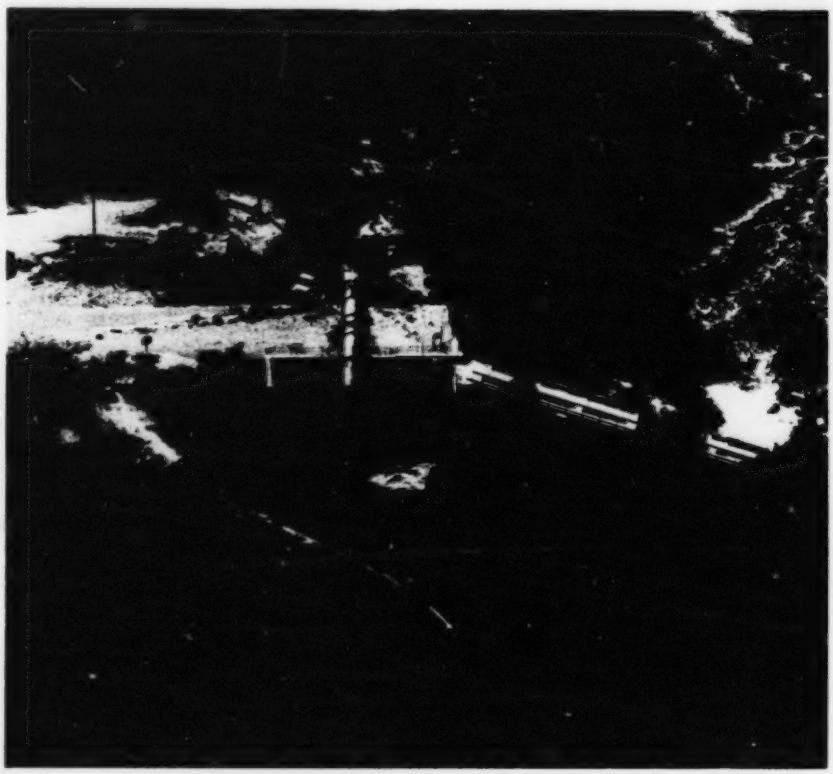
Énergie des vagues

La méthode visant à capter l'énergie des vagues s'avère un objectif à long terme qui a peu de chances de concurrencer les autres sources d'énergie disponibles au Canada. D'après les estimations actuelles, l'utilisation de l'énergie des vagues coûterait 10 à 20 fois plus cher que l'énergie des sources classiques. On a procédé à plusieurs études du potentiel d'énergie des vagues au Canada, et le Canada a pris part à des expériences dans ce domaine avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Devant les résultats obtenus, il a été suggéré de ne pas poursuivre les travaux sur les dispositifs de captation de l'énergie des vagues et de se contenter de maintenir en son état actuel l'étude de cette technologie. Une conclusion analogue a été tirée en Grande-Bretagne, qui a considérablement réduit sa subvention au programme d'évaluation de l'énergie des vagues.

Énergie produite par le courant des rivières

Une étude a identifié des segments (ou des étendues) de 14 des plus grandes rivières et estuaires du Canada, où la vitesse du courant dépasse 1,5 m/s, dont la largeur dépasse 50 m et la profondeur 3 m, conditions minimales d'existence d'un fort potentiel de production d'électricité. Par exemple, si trois des plus importants cours d'eau canadiens, le fleuve Fraser, le fleuve Mackenzie et la rivière des Esclaves, étaient équipés d'une grande turbine à axe vertical, on estime qu'ils pourraient produire 6 000 MW à un taux de rendement de 35 %. Mais la captation de l'énergie du courant exige de très grandes turbines.

Pour les courants de rivières peu sinueuses et les courants de marées, le Canada poursuit activement l'étude des turbines hydrauliques à axe vertical. Leur conception est très proche de celle des turbines éoliennes à axe vertical, sauf que la turbine hydraulique est pourvue d'aubes hydrodynamiques montées sur son axe vertical. Les essais ont été très concluants (40 % de rendement). D'autres essais sur les mêmes modèles sont en cours, comportant une accélération du flux par voie de canalisation. Un contrat a été passé par le gouvernement fédéral pour la construction de trois turbines hydrauliques à axe vertical d'environ 2 m de diamètre et de 5 kW de puissance. L'une de ces turbines sera probablement essayée dans le Saint-Laurent, une autre dans un emplacement maritime de Nouvelle-Écosse, et une troisième servira à des démonstrations à



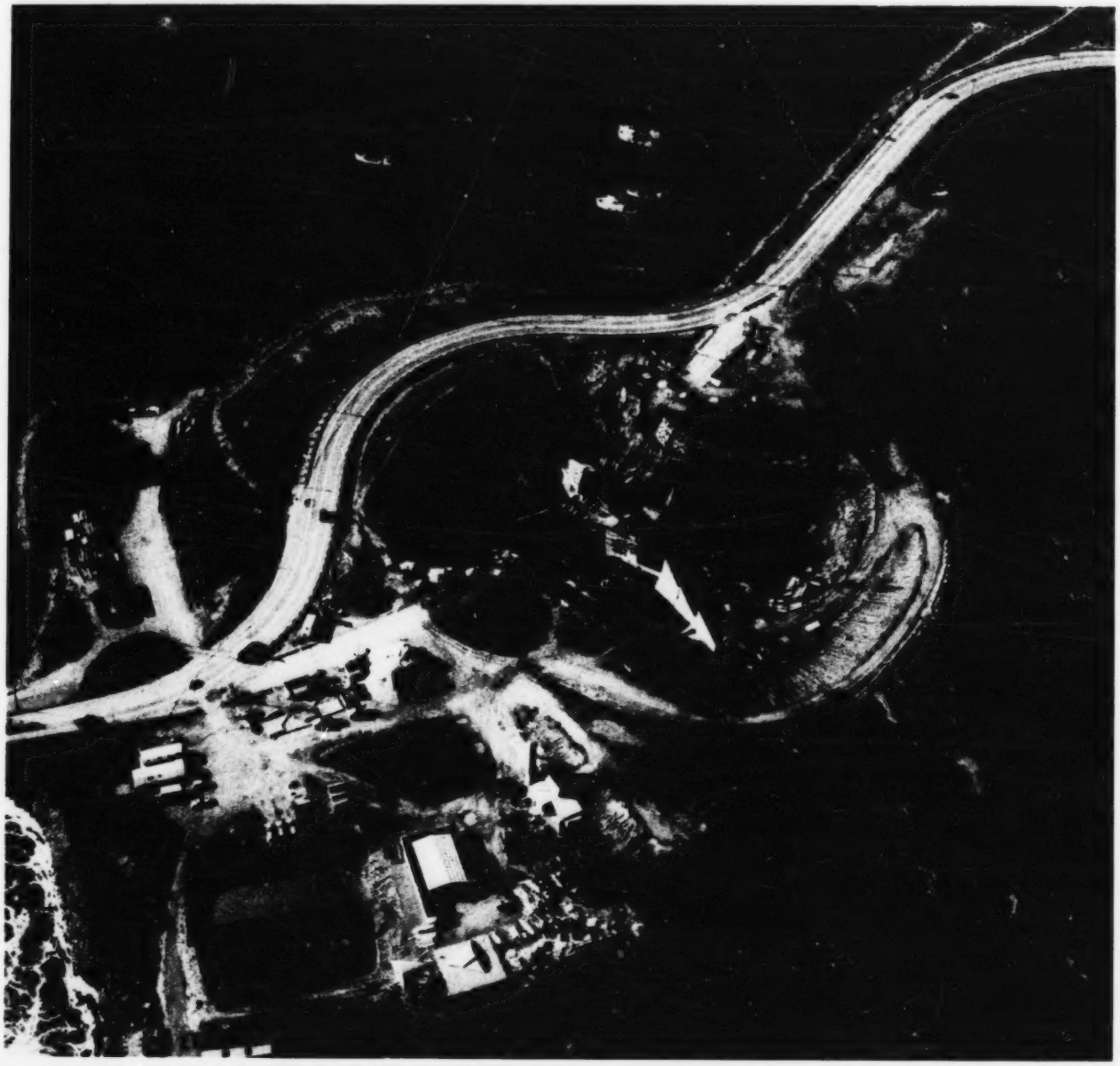
Centrale Mini-Hydel d'Hydro-Ontario, à Wasdell Falls, entrée en service en 1981. Hydro-Ontario a mis en service une centrale du même type à Sultan.

travers le pays. Si ces expériences sont satisfaisantes, la prochaine étape sera la construction d'une turbine de 15 à 20 pi de diamètre.

Énergie éolienne

Les principaux objectifs du Programme canadien d'utilisation de l'énergie éolienne sont toujours de :

— déterminer les conditions dans lesquelles l'énergie éolienne peut apporter une contribution valable aux approvisionnements en énergie au Canada;

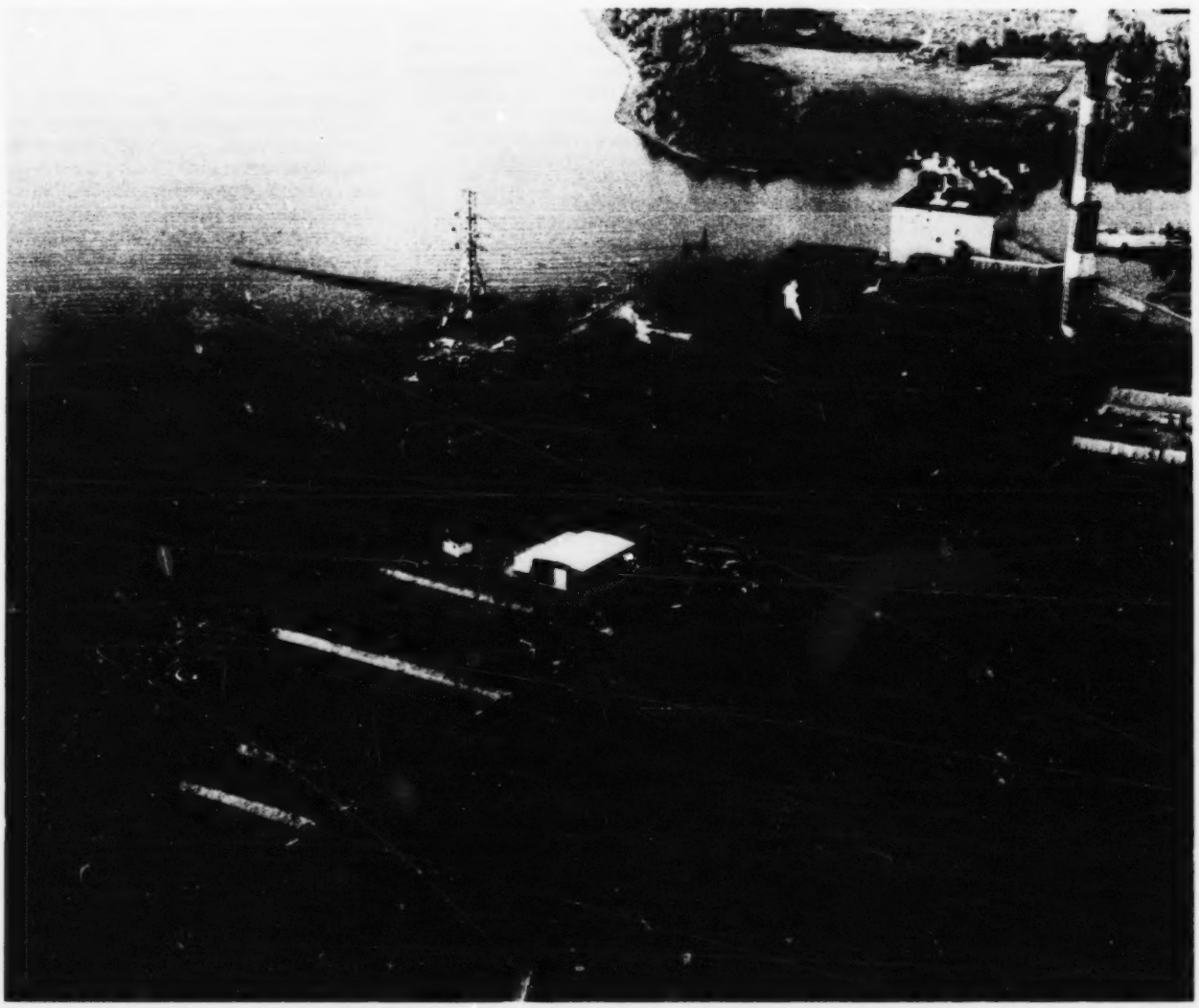


Vue aérienne de la centrale pilote de la Nova Scotia Power Corporation, à Annapolis, en voie d'installation à l'intérieur de la route sur digue qui traverse le fleuve. Ce projet sert à démontrer la viabilité d'un nouveau concept qui utilise les basses chutes et la marée. Cette turbine à passage direct et à faible hauteur de chute, d'une capacité de 17 MW, entrera en service en 1983.

— mettre au point des techniques de conversion de l'énergie éolienne appropriées aux conditions existant au Canada;

— encourager et soutenir les initiatives des industries canadiennes dans la conception et la fabrication de convertisseurs destinés aussi bien aux marchés locaux qu'à l'exportation.

Les projets canadiens de recherche et de développement portent exclusivement sur la turbine éolienne à axe vertical, qui est considérée comme l'instrument de production d'électricité le plus rentable. On recueille actuellement des informations sur le rendement des petites turbines éoliennes à axe vertical, et des techniques de fabrication ont été déterminées pour des machines d'une puissance allant jusqu'à 250 kW. Les prévisions de coûts indiquent que ces machines sont économiquement viables pour certaines applications, mais il y a des facteurs techniques qui exigent une recherche plus approfondie, en particulier pour une meilleure compréhension de la fiabilité de la structure des machines. Des recherches sont en cours sur les performances aérodynamiques, le calcul des charges, les caractéristiques du profilage aérodynamique, les analyses dynamiques de structure et les analyses des systèmes. On procède à des essais sur le terrain pour faire la vérification physique des techniques analytiques, portant entre autres sur des systèmes mixtes éolienne-diesel de 10 et 100 kW, et sur des unités couplées au réseau de 50 et 230 kW.



Les quatre petits réservoirs à l'avant-gauche de la photo servent à la culture du poisson; ils s'alimentent en eau chaude à même les eaux résiduaires de la centrale au charbon de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick de Grand Lake.

Hydro-Québec et le Conseil national de recherches du Canada coopèrent au projet ÉOLE (nom du dieu grec des vents), qui aboutira à la construction, dont l'achèvement est prévu vers 1986, de la plus grande turbine éolienne à axe vertical au monde. Les devis préliminaires de l'unité ÉOLE lui fixent une hauteur d'environ 110 m et une aire balayée de 4 000 m^2. Son coût dépassera 30 millions de dollars. Ce sera la première turbine éolienne à axe vertical dont la puissance dépassera le mégawatt, et on espère qu'elle sera le prototype d'une longue série de machines semblables couplées aux réseaux pour compléter la capacité des services d'électricité.

Énergie marémotrice

Les études de faisabilité financière et économique de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy, qui avaient été achevées en 1977, ont été remises à jour en 1981. Les premiers résultats de ces études indiquent que le principal site, B-9 (4 500 MW) dans la baie Cobequid, est économiquement et financièrement rentable si on exporte aux États-Unis 90 % de la production. Après examen par le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial, une décision sera prise pour déterminer les prochaines étapes de la réalisation du projet d'exploitation à grande échelle de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy.

Centrales hydro-électriques à petite échelle

Plusieurs provinces poursuivent l'évaluation du potentiel des centrales hydro-électriques à petite échelle et un certain nombre de projets de démonstration sont en cours d'exécution. On s'intéresse surtout au remplacement éventuel des centrales diesel-électriques dans les communautés éloignées.

L'analyse actuelle indique que l'expansion des petites centrales hydro-électriques existantes ou la remise en service de centrales hydro-électriques mises en cocon dans les réseaux de production est économiquement et financièrement viable. Mais la mise en exploitation de nouveaux sites hydro-électriques de petite capacité implique de plus gros investissements, ce que les responsables considèrent comme une contrainte importante, car elle allonge les délais de remboursement.

Au titre des accords de mise en valeur et de démonstration des économies d'énergie et des énergies renouvelables, le gouvernement fédéral finance cinq projets de centrales hydro-électriques à petite échelle en Colombie-Britannique, un autre au Yukon, trois en Nouvelle-Écosse et un dans l'Île-du-Prince-Édouard. De plus, le Programme de démonstration dans les communautés éloignées (PDCE), annoncé par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources en avril 1982, alloue 24 millions de dollars sur les fonds fédéraux pour réduire la consommation de pétrole au profit de la production d'électricité et du chauffage électrique dans les régions qui ne sont pas desservies par un réseau électrique ou de gaz naturel. La mise en œuvre de centrales hydro-électriques à petite échelle est prévue pour contribuer de façon positive à ce programme.

Le gouvernement de l'Ontario a fait entreprendre une vaste étude en vue de reconnaître et inventorier les sites hydro-électriques exploitables à petite échelle. L'inventaire inclura les sites situés dans des terres de la Couronne, les digues de canaux et les barrages privés. Le gouvernement finance également trois microréseaux hydro-électriques: le réseau Galt (Galt Energy System) de 80 kW à Guelph Dam, l'installation de 18 kW de la compagnie Leroy-Somer Canada Limited à la sous-station Dovion Fitch Hatchery, au nord de Thunder Bay, et le réseau de 30 kW de la compagnie Barber Hydraulic Turbine Limited, au nord de Toronto. Le ministre de l'Énergie de l'Ontario a également annoncé l'approbation de la mise en exploitation par des compagnies privées de petits sites hydro-électriques d'une capacité moyenne de production inférieure à 2 MW. Cela permet à tous les entrepreneurs de projets à venir de revendiquer le droit de mettre à exécution sur les mêmes bases de petits projets hydro-électriques dans des terres de la Couronne. Sa publication intitulée *Micro-Hydro Power* constitue un guide pour les entrepreneurs privés d'installations de moins de 100 kW.

Le ministère fédéral des Travaux publics a récemment lancé un appel d'offres pour la location, la remise en service et l'exploitation de la centrale hydro-électrique des chutes Rideau à Ottawa. Le projet servira d'exemple pour encourager l'entreprise privée à exploiter de petits projets hydro-électriques sur des terres de la Couronne.

Le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a organisé avec Environnement Canada, en mai 1981, une conférence sur l'exploitation hydro-électrique compatible avec l'environnement, sous l'égide de la Région de l'Ontario de l'Association canadienne des ressources hydrauliques. La conférence visait à attirer l'attention à l'échelon national sur les avantages pour l'environnement de l'exploitation de l'énergie hydro-électrique, en particulier des centrales à faible hauteur de chute et à petite échelle.

Photo-électricité

La photo-électricité concerne la technologie de conversion directe de la lumière solaire en électricité. Cette technologie, qui relève de l'électronique, appartient au domaine général où le Canada a établi dans les dernières décennies une base industrielle. Jusqu'à présent, la production d'électricité par cellules photo-électriques était limitée aux petites puissances (répétiteurs de télécommandes à micro-ondes) ou à des installations extérieures à la Terre (alimentation en électricité des satellites artificiels). On oriente maintenant la recherche vers la réduction des coûts et l'amélioration de la fiabilité jusqu'à ce que la photo-électricité soit en mesure d'apporter une modeste mais réelle contribution à l'approvisionnement en électricité du Canada. Il s'agit là d'une option à long terme, mais le concours des compétences techniques doit commencer maintenant.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Structure de la recherche et du développement au Canada

Au Canada, l'administration et l'exécution des projets de recherche en électricité relève des gouvernements, de l'industrie, des associations, des experts-conseils et des établissements d'enseignement. La recherche et le développement doivent s'étendre non seulement sur les matières du domaine de l'électricité au sens strict, mais sur une vaste gamme de disciplines du génie civil et mécanique, de problèmes sociaux et économiques et de questions d'environnement, tous des domaines qui participent à la production, à la distribution et à l'utilisation de cette forme d'énergie.

Au niveau fédéral, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR), le Conseil national de recherches du Canada (CNRC), le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie (CRSNG) et l'Énergie Atomique du Canada, Limitée (EACL) se partagent les tâches administratives de la recherche en électricité, le CNRC et l'EACL se chargeant en outre des charges fonctionnelles. La coordination de la recherche et du développement au niveau fédéral est assurée par le Comité interministériel de la recherche et du développement énergétiques. Cet organisme est chargé de faire des recommandations aux ministres sur les programmes actuels et futurs de la recherche et du développement énergétiques. Il a également la charge de surveiller l'exécution de tous les travaux de recherche et de développement énergétiques du gouvernement fédéral dans le cadre général de l'effort national et des activités internationales. L'EMR fournit le président et le secrétariat du Comité, et finance les projets sous la forme de subventions à l'Association canadienne de l'électricité (ACE) et, dans le cadre du Programme de conventions de recherches, aux établissements d'enseignement. En plus des recherches effectuées par ses services, le CNRC confie des contrats de recherche à l'industrie. Le CRSNG finance la recherche effectuée par les établissements d'enseignement par des subventions normales de fonctionnement, par des subventions spéciales et par des subventions pour les projets de recherche applicables à l'industrie.

Quatre des grands services publics d'électricité (Hydro-Ontario, Hydro-Québec, Saskatchewan Power et B.C. Hydro) exécutent des programmes internes de recherche qui englobent diverses activités liées à la conception et aux caractéristiques de fonctionnement des services publics d'électricité. En outre, Manitoba Hydro participe aux activités de recherche du Manitoba HVDC Research Centre (Centre, nouvellement créé, de recherche sur les lignes à haute tension continue du Manitoba), et contribue également au financement de cet organisme.

Outre les programmes mentionnés ci-dessus, la structure de la recherche en électricité au Canada est renforcée par le programme de recherche de l'ACE. Bien que de dimensions modestes en regard des importants investissements du gouvernement fédéral et des investissements directs des services publics possédant des installations de recherche, le programme de l'ACE assure la coordination des travaux de tous les services publics, ce qui permet d'éviter les chevauchements et de combler les lacunes. Le programme de l'ACE est une entreprise coopérative financée conjointement par le gouvernement fédéral et, pratiquement, par tous les services publics d'électricité du Canada. En raison de cet aspect coopératif du Programme, tous les services publics et les ministères du gouvernement représentés dans les comités consultatifs ont la possibilité de reconnaître les sujets de recherche et de régler la marche des études qui ont été choisies par un sous-comité et confiées par contrat à l'industrie, à des établissements d'enseignement et aux services publics possédant des installations de recherche. Mis à part l'administration de son programme de recherche, une des priorités de l'ACE est d'assurer une liaison permanente avec les organismes internationaux de recherche en vue de choisir les programmes qui conviennent le mieux aux services canadiens.

Revue générale des programmes de recherche

Gouvernement fédéral

Le programme de recherche de l'EACL pour le développement de l'énergie nucléaire porte, entre autres, sur l'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des centrales nucléaires. Le montant des dépenses prévues pour l'exercice 1981-1982 pour la recherche nucléaire et l'utilisation de l'énergie nucléaire s'élève à 111,5 millions de dollars, soit 13 % de plus qu'en 1980-1981. Sur ce total, 17,5 millions sont consacrés à la recherche et au développement sur l'immobilisation et l'élimination des déchets radioactifs. Le mandat de la recherche est le développement et l'application de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques. Il existe six principales catégories de recherche: les réacteurs; les cycles de nouveaux combustibles nucléaires; la protection de l'environnement et la gestion des déchets radioactifs; les procédés de traitement de l'eau lourde; la recherche fondamentale et la recherche de pointe; enfin, les nouvelles applications. L'utilisation de l'eau lourde continue d'attirer l'attention des chercheurs vers l'amélioration des méthodes actuelles et la recherche d'autres moyens de production de l'eau lourde.

Le programme est également orienté vers l'expérimentation de combustibles, parmi lesquels le thorium, et le retraitement des combustibles irradiés pour l'alimentation des futurs réacteurs CANDU en nouveaux cycles de combustibles, afin d'assurer à long terme l'approvisionnement en combustibles nucléaires. On explore actuellement les possibilités d'application du processus d'échange eau-hydrogène à l'enrichissement de l'eau lourde et à l'extraction du tritium.

Des progrès considérables ont été accomplis dans les programmes de recherche et de développement pour la mise au point des techniques nécessaires à l'élimination définitive des déchets de combustibles nucléaires. On étudie activement la possibilité d'enfouir ces déchets dans des formations géologiques stables du Bouclier canadien appelées plutons. Différents types de plutons sont en cours d'exploration dans plusieurs régions de l'Ontario.

On va construire un laboratoire souterrain de recherche à grande échelle près de l'établissement de recherches nucléaires de Whiteshell. Ce laboratoire serait situé à une profondeur de 300 m et serait la première installation-test à être construite au-dessous du niveau de la nappe phréatique dans une formation rocheuse stabilisée. Dans un autre important secteur de la recherche, on pour-

suit l'étude du comportement du matériel exposé à des radiations intenses.

Participant au programme du gouvernement fédéral pour le remplacement du pétrole (PCRP), l'EACL procède à l'exploration de nouvelles applications de l'énergie nucléaire, entre autres à l'extraction des sables bitumineux, à la production d'hydrogène par électrolyse, et à l'emploi de mini-réacteurs pour le chauffage des locaux. Dans d'autres importants secteurs de la recherche, on s'oriente vers une meilleure compréhension aux niveaux scientifiques, par exemple, la physique des substances radioactives et la chimie du développement des combustibles et de la gestion des déchets. Des progrès dans ces domaines contribueront à l'avancement de la technologie de l'énergie nucléaire.

Les secteurs non nucléaires du programme fédéral de recherche sur l'énergie portent plus particulièrement sur l'énergie électrique. Les principaux objectifs ont été fixés par le Programme énergétique national de 1980 et comprennent la recherche et le développement dans le domaine de la substitution des sources d'énergie de rechange et de l'utilisation efficace de l'énergie. Les travaux portent notamment sur l'amélioration de la combustion du charbon, la combustion sur lits fluidisés, la production mixte, le transport de l'électricité, l'application de l'énergie éolienne au secteur électrique et le développement de turbines hydrauliques pour la production de l'électricité à partir de l'énergie des vagues, des courants et des marées.

Le Programme énergétique national a alloué 260 millions de dollars pour la période 1980-1983 pour l'élargissement du programme de recherche et de développement, et quatre autres millions pour aider à la recherche et au développement relatifs au charbon dans les provinces de l'Atlantique, puis encore 50 millions pour écarter les risques techniques nés du recours à de nouvelles technologies du charbon, telles que la combustion sur lits fluidisés. Deux sources d'énergie de rechange font l'objet d'une attention particulière: 18,7 millions en fonds fédéraux ont été alloués à la construction d'un dispositif expérimental de fusion Tokamak à Varennes, Québec, et 30 millions provenant du CNRC et d'Hydro-Québec vont être accordés au projet ÉOLE de démonstration d'énergie éolienne, qui sera capable de produire 3,8 MW et débitera son énergie directement dans le réseau d'Hydro-Québec. Enfin, des systèmes de stockage de l'énergie électrique, de chauffage électrique par accumulation de chaleur, des pompes de chaleur et des études touchant à l'extension de l'utilisation du charbon pour la production d'électricité sont d'autres secteurs en cours d'exploration.

Hydro-Québec

Le programme de recherche de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) comprend quatre principaux secteurs d'activité: production et conservation de l'électricité, réseaux de transport et de distribution, analyse des systèmes et automatisation, recherches sur les matériaux. Les dépenses prévues pour 1981 s'élèvent à 45,4 millions de dollars, dont 36 millions en frais de fonctionnement et 9,4 millions en investissements. La prévision des dépenses du premier plan quinquennal de l'IREQ, se terminant en 1985, s'élève à 370,8 millions.

L'IREQ a étendu ses activités de recherche aux nouvelles sources d'énergie, notamment la biomasse, l'énergie solaire, la fusion et le stockage électrochimique. Les recherches relatives à la biomasse portent sur les techniques de gazéification. Les combustibles énergétiques possibles que sont la tourbe, le bois et les déchets de bois font également l'objet de recherches. La recherche sur l'énergie solaire en est encore à ses premiers pas avec la construction d'un banc d'essai de capteurs solaires qui servira à évaluer les capteurs à refroidissement par air ou par liquide, ainsi qu'à d'autres fins de recherche et de développement. Les recherches relatives aux pompes à chaleur ont développé le recours aux eaux souterraines comme sources de chaleur. De plus, les pompes à chaleur eau-air et air-air sont en train de se répandre dans le commerce. L'IREQ, en coopération avec le gouvernement fédéral, s'est engagé dans deux projets déjà mentionnés: l'installation de fusion magnétique Tokamak à Varennes, et le projet de démonstration d'énergie éolienne ÉOLE. Un programme pour le stockage électrochimique va permettre d'explorer les possibilités d'utilisation de l'hydrogène comme lien entre les turbines éoliennes avec reconversion par turbines à gaz et cellules à combustibles. Enfin, des études préliminaires ont été entreprises sur la production du méthanol et sur le stockage à haute température.

La recherche sur les réseaux de transport et de distribution est orientée vers la réduction du coût de transport de l'électricité, l'amélioration de la fiabilité des lignes de transport et l'atténuation des effets sur l'environnement. La recherche spécifique au cours des cinq prochaines années comporte la mise au point des lignes de transport compactes et des lignes multiterminales. On s'efforcera également d'obtenir des informations sur les lignes de transport à haute tension, dans les plages 1 500-2 000 kV en alternatif, et 600-1 200 kV en continu.

Le programme de recherche d'Hydro-Québec est également orienté vers l'optimisation de la planification et le développement du réseau par l'amélioration des techniques analytiques et par l'extension de l'automatisation des réseaux d'énergie en recourant aux techniques des microprocesseurs et des fibres optiques.

Enfin, bien que le programme de recherche d'Hydro-Québec soit essentiellement consacré aux priorités de la province, l'IREQ exécute des contrats de recherche passés avec d'autres pays.

Hydro-Ontario

Les dépenses de recherche et de développement d'Hydro-Ontario ont atteint 54,3 millions de dollars en 1981, dont 26,8 étaient alloués aux principaux travaux de la Division de la recherche, à savoir: transport et distribution, 7 millions; énergie nucléaire, 13,1 millions; centrales thermiques au charbon, 0,8 million; production d'énergie solaire, éolienne et autres, 1,4 million; études sur l'air et l'eau, 3,5 millions; et utilisation et conservation de l'énergie, 1,1 million. Le reste, soit 27,5 millions, était alloué aux travaux de mise au point entrepris par les sections d'ingénierie et de conception de la compagnie et à des essais de matériaux et de produits.

Les études du programme de transport et de distribution comprennent la recherche sur le projet d'interconnexion avec la General Public Utilities Co. Ltd. en Pennsylvanie par un câble à haute tension continue sous le lac Érié, la mise au point de lignes de transport plus esthétiques pour les régions à forte densité

de population et les zones où l'environnement est plus vulnérable, et sur la mise au point d'isolateurs capables de réduire les interférences des lignes de distribution.

Saskatchewan Power

En 1981, la Saskatchewan Power a dépensé 1,9 million de dollars pour la recherche et le développement. Le centre de recherche et de développement de la Saskatchewan Power travaille surtout à des projets touchant à la technique de conversion du charbon, à la biomasse, à l'utilisation de nouvelles formes d'énergie, enfin aux économies d'énergie et au fonctionnement du réseau. Parmi les projets définis dans ces grands domaines, des études sur la réactivité du charbon, la liquéfaction du brut lourd (pétrole) et du charbon, les relais de protection des lignes de transport, la gestion des charges, la diversité des charges et l'extension des réseaux ruraux pour répondre aux besoins en chauffage électrique.

Manitoba Hydro

Manitoba Hydro, en coopération avec le gouvernement du Manitoba, l'Université du Manitoba, Teshmont Consultants Inc. et Federal Pioneer Limited, a créé le Manitoba HVDC Research Centre (Centre de recherche sur les lignes à haute tension continue du Manitoba). Ce centre, créé en 1982, est orienté vers la recherche analytique et le développement des réseaux de transport à haute tension continue. Le financement au départ a été assuré par le gouvernement du Manitoba, qui a alloué 3,75 millions de dollars pour les cinq premières années, et par Manitoba Hydro, qui a fourni 1,25 million pour la même période. On pense que le Centre sera en mesure de s'autofinancer dès la fin de 1987.

Le premier projet de recherche a été défini par un contrat de l'EPRI. La recherche à effectuer porte sur le fonctionnement des lignes multiterminales des réseaux à HT continue. L'IREQ et l'Université du Wisconsin s'intéressent également à cette recherche. En outre, un contrat pour le contrôle de l'accumulation ionique et de l'effet corona sur les lignes opérationnelles de Manitoba Hydro a été signé avec le gouvernement du Canada pour le compte du CNRC. Enfin, le Centre est fréquemment sollicité pour identifier et évaluer de futurs projets de recherche.

B.C. Hydro

Le service de recherche et de développement de B.C. Hydro est engagé dans la recherche en chimie, en électricité et sur les matériaux, conduite par son propre groupe de recherche, ainsi que dans des projets de recherche conduits par d'autres services de la compagnie sur la production d'électricité éolienne, l'énergie géothermique, la thermographie, la liquéfaction du charbon et la combustion sur lits fluidisés et pressurisés. Les données sur les dépenses prévues pour 1981 ne sont pas encore connues.

Plutôt que de poursuivre la recherche en fonction d'un objectif précis de la compagnie, le service de recherche et de développement de B.C. Hydro s'efforce d'offrir un service à la clientèle au sein de la compagnie en vue de maintenir un approvisionnement en électricité suffisant, fiable, efficace et sûr, à prix raisonnable.

Association canadienne de l'électricité

Le budget du programme de recherche de l'ACE s'est élevé en 1981 à 7,8 millions de dollars, qui ont été répartis entre les sous-comités de la façon suivante: 2,6 millions pour la production, 2,0 millions pour les réseaux de transport, 2,3 millions pour la distribution, et 0,9 million pour l'utilisation et l'économie d'énergie.

Le Sous-comité de la production partage ses activités entre trois secteurs: les centrales à combustibles fossiles et nucléaires, les centrales hydro-électriques, enfin la technologie des énergies de rechange et la gestion de l'énergie. Parmi les 22 projets lancés en 1981, des études sur les possibilités d'application du système mixte diesel-éolienne dans les zones éloignées, les possibilités de réduction des émissions de SO_2 en Amérique du Nord, l'incitation à utiliser les cendres de charbon, et l'évaluation de la gestion des eaux de rejet. Le Sous-comité envisage la création en 1982 d'un groupe consultatif dans le domaine de la désulfuration des conduites de gaz, à la suite de directives sur le contrôle des émissions récemment reçues du Fédéral. Mais l'objectif essentiel du programme de production reste l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des centrales thermiques classiques et nucléaires, la réduction des immobilisations, l'incitation à la protection de l'environnement et la mise au point de nouvelles techniques.

Le Programme des réseaux de transport est orienté non seulement sur l'amélioration des techniques existantes, mais aussi sur la mise au point de techniques de pointe pour accroître la sécurité des réseaux. Les secteurs de haute priorité sont le dispositif à isolation par gaz, les isolateurs synthétiques, la dynamique des conducteurs et le transport par lignes à HT continue. Les groupes de travail formés l'année dernière dans chacun de ces secteurs ont contribué à réviser les propositions et à lancer des projets dans ces domaines.

Le Programme de distribution englobe en gros les domaines touchant aux réseaux de distribution aériens et souterrains, ainsi qu'à la planification et au contrôle des réseaux. Afin d'assurer la continuité du développement d'un programme bien équilibré, priorité est donnée aux projets concernant:

- les aspects de l'environnement, de l'esthétique, du matériel, de l'augmentation de la tension et de la protection contre les surtensions des réseaux aériens;
- la sécurité, le matériel, la charge et l'intensité admissible, ainsi que la commutation et la protection contre les surintensités des réseaux souterrains;
- l'économie, la fiabilité, la conception et la prévision des réseaux, l'automatisation et le contrôle de la charge, toutes ces considérations étant associées à la planification et au contrôle.

Le Sous-comité de l'utilisation et de l'économie d'énergie veille à l'utilisation efficace des ressources en électricité et à l'économie de l'énergie. Il a défini plusieurs domaines de recherche pour les cinq prochaines années. Dans le secteur des services publics, la recherche s'exercera vers le guidage de l'élaboration des politiques, la récupération de la chaleur perdue, et la gestion de la demande. Les études effectuées dans les secteurs agricole et résidentiel porteront sur les applications de l'énergie solaire aux séchoirs à grain, sur la biomasse, sur les petites centrales hydro-électriques et le chauffage électrique des locaux. Les études sur les applications commerciales et industrielles porteront sur les techniques de correction du facteur de puissance, l'amélioration du rendement des moteurs, l'efficacité des systèmes auxiliaires et les gains d'efficacité des cen-

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

trales grâce à la production mixte; enfin, pour coopérer au Programme énergétique national, le remplacement du pétrole par l'électricité. Dans le secteur des transports, la recherche portera sur l'électrification des chemins de fer, la mise au point de batteries, leur rechargement, et le chauffage des automobiles électriques. Pendant l'année 1981, une attention particulière a été accordée au consommateur d'énergie en tenant compte des attitudes du public, et aux projets d'économie d'énergie. Des contrats ont été passés pour la mise au point d'une pompe à chaleur air-air à usage domestique et pour l'étude des applications des pompes à chaleur industrielles à haute température. Le Sous-comité a également constitué un groupe de travail pour fixer la mise au point de la recherche et du développement dans les domaines de la qualité de l'air, des échanges de chaleur, et de l'humidité dans les habitations utilisant l'énergie d'une façon efficace.

La production et la distribution de l'électricité affectent l'environnement de bien des façons. Comme on peut s'y attendre, les problèmes d'environnement sont déterminés par la méthode utilisée pour produire l'électricité. Les projets hydro-électriques doivent tenir compte de facteurs tels que les effets sur la température de l'eau, le débit, les variations de niveau de l'eau, ainsi que les effets sur la végétation et sur la vie aquatique. Une préoccupation majeure, liée à la production d'énergie nucléaire, est l'évacuation des déchets radioactifs, sujet qui concentre beaucoup l'attention, ainsi qu'il a été dit à la section intitulée Recherche et développement. Dans le domaine du transport de l'électricité, de graves problèmes d'environnement peuvent résulter de l'utilisation de polychlorures de diphényle (polychlorinated byphenols-PCB) dans le matériel de transport électrique. B.C. Hydro a lancé un programme pour remplacer et réduire l'utilisation des transformateurs et condensateurs actuels aux PCB, à un prix estimé à 5,5 millions de dollars. Plusieurs autres services publics tels qu'Hydro-Québec et Hydro-Ontario étudient également ce problème.

Mais le problème d'environnement peut-être le plus aigu qui préoccupe l'industrie électrique concerne la production thermique classique. Ce problème tient à l'émission de pluies acides. Ce terme se réfère au problème causé par les émissions d'oxydes de soufre et d'azote qui, se combinant avec l'humidité atmosphérique, produisent de l'acide sulfurique et de l'acide azotique, qui retournent dans le sol sous forme de pluie ou de neige acide. Il se produit également un dépôt à sec, quand des particules sèches de SO_2 ou de NO_x tombent sur le sol avant que se produise cette transformation chimique; ces particules deviennent acides en se combinant avec l'eau de surface. Ces deux processus se produisent à fréquence à peu près égale.

L'émission de polluants générateurs de pluies acides résulte des activités de divers secteurs industriels et non industriels: transports, fonderies non ferreuses, chaudières appartenant ou non à des services publics, etc. Une proportion d'environ 15 % de l'accroissement de la demande d'électricité au Canada entre 1981 et 1994 sera couverte par la production thermique au charbon, qui est l'un des principaux facteurs d'émission d'anhydride sulfureux (SO_2). Bien qu'il ne s'agisse pas de la part la plus importante de l'augmentation totale de capacité de production, le supplément de combustible brûlé, ajouté aux besoins actuels en charbon, pourrait bien aggraver considérablement le problème des pluies acides, s'il n'est pas traité de façon appropriée.

Les pluies acides ont des effets à longue portée sur tous les aspects de l'environnement. Elles modifient le ph du sol et des nappes d'eau, ce qui peut influer gravement sur le niveau et la qualité de la vie aquatique et de la végétation. Toutes les conséquences lointaines des pluies acides ne sont pas encore connues, mais on en connaît déjà suffisamment pour savoir qu'il y a lieu de prendre la question très au sérieux.

Du fait que le SO_2 et les NO_x sont transportés sur de longues distances à travers l'atmosphère, les pluies acides ne sont pas un phénomène localisé. Tandis qu'une certaine quantité se dépose sous forme particulaire et gazeuse dans le voisinage immédiat des sources émettrices, la tendance à construire des cheminées d'usines plus hautes afin d'alléger les problèmes locaux de pollution a aggravé les problèmes à l'échelle régionale, interprovinciale et internationale. On estime qu'environ 4 millions de tonnes métriques de SO_2 sont déposées annuellement au Canada en provenance de sources situées aux États-Unis et que 500 à 700 milliers de tonnes sont déposées aux États-Unis en provenance de sources canadiennes. À peu près 60 % des émissions canadiennes venant de l'est du Manitoba proviennent de fonderies non ferreuses et environ 15 % de centrales électriques thermiques. Le reste provient surtout de l'industrie et de l'utilisation de combustibles par des organismes privés.

En novembre 1981, l'International Electric Research Exchange (organisme international d'échange d'informations sur les recherches en électricité, IERE) a diffusé un rapport intitulé *Effects of SO_2 and its derivatives on health and ecology* (Effets du SO_2 et de ses dérivés sur la santé et l'écologie). L'IERE est représenté par l'ACE, par l'Electric Power Research Institute, le Conseil japonais de l'IERE et l'International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy. L'étude présente les résultats obtenus par deux groupes de travail qui, pendant plus de trois ans, ont analysé les

preuves scientifiques des effets sur la santé et sur l'écologie des polluants aériens. Les deux groupes de travail, l'un traitant des effets sur la santé humaine et l'autre des effets sur l'environnement, ont inventorié et révisé plus de 900 documents.

Les conclusions du rapport indiquent que bien que les effets des fortes concentrations de SO_2 et de ses dérivés puissent être déterminés dans une certaine mesure, les effets à de plus bas niveaux sont encore obscurs. Cette obscurité, en ce qui concerne les effets sur la santé humaine, est due à des différences démographiques et aux effets du tabagisme qui jettent la confusion dans les données sur la population. Il a été déterminé que l'acide sulfurique est plus irritant que l'anhydride sulfureux et qu'il existe une large gamme de sensibilité dans la population. Toutefois, il existe un mécanisme de protection dans les voies respiratoires humaines qui sert à neutraliser une partie de l'acide sulfurique inhalé sous forme d'aérosol.

Sur l'environnement, le rapport a trouvé que les fortes concentrations de SO_2, comme il peut en exister près d'une forte source émettrice, peuvent causer des dommages visibles aux plantes. À de plus bas niveaux, la croissance des plantes peut être affectée, bien qu'il y ait de grandes différences de sensibilité entre les diverses espèces végétales. De même, des sols de types différents n'ont pas la même sensibilité aux pluies acides et l'acidification des lacs est largement déterminée par la nature du sol du bassin du lac. Les acides dans la pluie réagissent aussi avec les minéraux du sol et par suite peuvent affecter les quantités d'aluminium et de calcium absorbées par les lacs. Les proportions de ces minéraux et les degrés d'acidité affectent la vie aquatique et la végétation. Les effets du SO_2, aux concentrations expérimentées dans des endroits éloignés de la source émettrice, sont difficiles à déterminer. Il apparaît que les faibles niveaux d'émission causent de faibles effets qui, pour pouvoir être mesurés, exigeront des analyses à long terme. En raison de la complexité des interrelations, le rapport conclut que les dépôts acides ne constituent que l'un des facteurs à étudier. Il suggère en outre plusieurs régions qui justifient une étude plus approfondie, et peuvent servir à clarifier les effets de l'acidification.

Négociations Canada—États-Unis

Des négociations entre le Canada et les États-Unis en vue d'établir un traité sur les transports à grande distance des polluants aériens, en particulier de ceux qui sont liés aux pluies acides, sont engagées depuis un an. Ces colloques se tiennent en application de la Déclaration d'intention de 1980 entre les États-Unis et le Canada d'œuvrer en vue de cet accord. On peut prévoir que les discussions dureront encore au moins un an, à cause des divergences de vue entre les deux pays sur la façon de traiter le problème. Quatre séances de négociations ont été tenues jusqu'à présent.

Le Canada a récemment proposé une réduction de 50 % des émissions canadiennes d'anhydride sulfureux à l'est de la Saskatchewan pour 1990, à condition que des mesures analogues soient prises dans l'Est des États-Unis. La réponse des États-Unis a été qu'un tel engagement serait prématuré vu leur opinion sur la pertinence des données scientifiques, et aussi à cause de la mauvaise situation économique actuelle. Toutefois, le gouvernement des États-Unis prévoit d'augmenter le budget pour les pluies acides d'environ 28 % en le portant à 23 millions de dollars en 1983. Ce geste reflète le point de vue des États-Unis selon lequel ces actions devraient s'exercer sur plus de recherche plutôt que sur des contrôles accrus.

À la suite de discussions au Congrès des États-Unis à propos de révisions de la loi sur la propreté de l'air avant sa remise en vigueur, les pluies acides ont reçu une grande attention aux États-Unis. Il y est envisagé soit la possibilité d'atténuer les lois sur la propreté de l'air, soit au contraire la possibilité de renforcer ces lois.

À l'heure actuelle, il y a aux États-Unis 87 installations de désulfuration de conduites de gaz ou "scrubbers" (épurateurs) fonctionnant dans des centrales électriques thermiques à combustibles fossiles, et 22 autres sont en cours d'installation. La réglementation de l'Environmental Protection Agency (EPA) exige que toutes les nouvelles centrales à combustibles fossiles soient équipées de épurateurs. Ces règles ne s'appliquent pas aux centrales existantes ni à celles qui se convertissent du pétrole au charbon. Cette politique est conforme à celle de plusieurs autres pays ayant des problèmes de pluies acides, qui déclarent qu'en équipant d'épurateurs les anciennes centrales ou les centrales reconverties, on nuirait à leur rentabilité.

Mesures prises contre les pluies acides

Au Canada, un certain nombre de mesures sont en voie d'application en vue d'infléchir les niveaux d'émission. Le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse ont récemment annoncé un projet pilote de 4,1 millions de dollars pour essayer la combustion sur lits fluidisés de charbon en remplacement des épurateurs. L'expérience est en cours à la centrale de Point Tupper de la Nova Scotia Power Corporation.

En exécution du Programme énergétique national, les allocations pour conversion des centrales du mazout au charbon sont subordonnées à la condition que ces conversions soient réalisées d'une façon qui convienne à l'environnement. Les gouvernements du Manitoba, de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick se sont engagés à réduire leurs émissions de 50 % à condition que des mesures analogues soient prises dans l'Est des États-Unis. Le contrôle des émissions relève de la juridiction provinciale. L'autorité du gouvernement fédéral n'existe qu'en vertu d'un accord international. Le gouvernement de l'Ontario a lancé un programme visant à réduire ses émissions de 43 % d'ici à 1990. Le programme comprend des contrôles sur les principaux responsables d'émissions tels qu'Inco et Hydro-Ontario. Le service a annoncé son intention d'installer des épurateurs dans les centrales électriques au charbon soit de Nanticoke, soit de Lambton, pour un montant estimatif de 250 millions de dollars. En plus de l'achat de charbon simplement lavé, Hydro-Ontario mélange le charbon canadien avec celui des États-Unis pour réduire d'environ 15 % l'émission d'anhydride sulfureux. Le total des émissions des services publics devrait être réduit de moitié d'ici à 1990.

En Alberta, on a imposé des limites maximales aux émissions particulaires, ainsi qu'aux concentrations de l'air ambiant au niveau du sol en SO_2, en NO_x et en particules. En exécution de ces mesures, Alberta Power est en train d'installer de nouveaux dispositifs électrostatiques de précipitation à sa centrale Sheerness, qui est en cours de construction, et va équiper des mêmes dispositifs les quatre premières unités de Battle

River. Lorsque l'unité n° 5 a été mise en service, elle était déjà équipée d'un dispositif électrostatique de précipitation. Les dépenses d'investissement permettant de satisfaire aux exigences de l'environnement de ces deux centrales s'élèvent à environ 86 millions de dollars, et les dépenses de fonctionnement et d'entretien pour le contrôle se chiffrent à environ 170 000 $ par an.

La recherche scientifique sur les pluies acides est effectuée au Canada par plusieurs ministères fédéraux : Environnement Canada, Pêches et Océans Canada, Santé et Bien-être social Canada, et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Ces programmes de recherche et de développement ont été notablement élargis en 1980 par des suppléments d'allocations étalés sur quatre ans de 10 millions à Environnement Canada, de 12,4 millions à Pêches et Océans Canada, et de 3,7 millions à Santé et Bien-être social Canada. Ces ministères contribuent au programme fédéral de Transport à distance des polluants atmosphériques, TADPA. Ce Programme se répartit entre trois directions: études scientifiques, projets d'information, et études de programmes de stratégies de contrôle. La coordination est assurée par un comité interministériel TADPA. Le Programme a été lancé pour développer la compréhension scientifique et technique des domaines du TADPA et des précipitations acides. En raison de l'énormité du problème et des nombreux domaines qui nécessitent encore des enquêtes, l'expansion du Programme est envisagée.

Enfin, les recherches sur les effets des pluies acides et celles du Programme TADPA sont effectuées par les provinces, les établissements d'enseignement et le secteur privé. La Commission de gestion fédérale-provinciale coordonne les activités des gouvernements fédéral et provinciaux dans les domaines de la réduction des émissions, de la recherche et de l'information du public.

BIBLIOGRAPHIE

Les lecteurs désirant obtenir des informations statistiques supplémentaires pourront se procurer les publications suivantes éditées en français et en anglais par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes doivent être adressées à:

Statistique Canada
OTTAWA (Ontario)
K1A 0T6

Statistique de l'énergie électrique, volume I — *Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux* (n° de catalogue 57-204)

présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et la charge des réseaux pour tous les producteurs d'énergie électrique au Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kilowatts-heures par an ou plus au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique, volume II — *Statistiques annuelles* (n° de catalogue 57-202)

comprend diverses statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, notamment la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les transferts d'énergie, les services aux résidences et aux fermes et la longueur des réseaux. Sont également incluses pour les services publics d'électricité des données statistiques sur les combustibles, le personnel, les traitements et salaires, les actifs et passifs, les comptes de revenu, les impôts, les immobilisations et les dépenses d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique, volume III — *Inventaire des moteurs primaires et des générateurs électriques* (n° de catalogue 57-206)

donne la liste détaillée annuelle des moteurs primaires et des génératrices électriques de plus de 500 kW.

Statistique de l'énergie électrique, mensuel (n° de catalogue 57-001)

donne chaque mois les données statistiques préliminaires de l'énergie électrique.

Factures d'électricité des services domestique, commercial et à la petite industrie (n° de catalogue 57-203)

document basé sur les barèmes tarifaires fournis par les compagnies productrices d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les villes et municipalités faisant l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à présenter le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités déterminées d'électricité utilisées à des fins précises.

Rapport trimestriel sur l'énergie — *Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (n° de catalogue 57-003)

bilans de l'énergie en unités naturelles et en térajoules pour divers types de combustibles par région. Chaque bilan fournit des données sur la production, les exportations, les importations, les transferts inter-régionaux, les conversions d'une forme d'énergie à une autre et la consommation par secteur.

Les publications suivantes sont disponibles chez les distributeurs des publications du gouvernement du Canada, ou au Bureau des publications de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organisation de coopération et de développement économiques, enquête de la Division de l'énergie. Enquête annuelle sur l'équipement électrique, situation et perspectives combine les résultats de deux études effectuées par l'OCDE:

- une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd dans l'industrie électrique et ses caractéristiques techniques (1re partie)
- une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des ventes, des commandes en main et de la capacité de production des fabricants européens de matériel lourd pour centrales électriques (2e partie).

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1er janvier et donnent une indication des tendances pour les cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie — *L'industrie de l'électricité*

revue générale annuelle de l'industrie électrique dans les pays de l'OCDE au cours des deux dernières années, avec une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux — *Statistique de l'énergie*

présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc. pour chaque source d'énergie selon une séquence normalisée les mettant sous forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des informations plus détaillées sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité ou aux organismes gouvernementaux de ces pays.

Bibliographie relative à l'électricité au nord du 60e parallèle:

Adelaar, Martin et Associés, avec Communitech et Associés: *Community Specific Energy Supply in the Yukon and Northwest Territories*, août 1981.

Adelaar, Martin et Associés: *Energy Demand and Supply in the Northwest Territories*, février 1981.

Hildebrandt — Young et Associés:

— *Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Yukon Territory 1980/1981 — 2000/2001*, juin 1981.
— *Projected Yukon Energy Requirements 1980-1991*, octobre 1981.
— Mise à jour: *Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Northwest Territories 1980/1981 — 2000/2001*, juin 1981.

Commission de l'énergie du Nord canadien : *Rapport annuel*.

Groupe de travail sur l'énergie dans les régions du Nord: *Task Force Report on an Energy Strategy for Northerners*, novembre 1981.

Sous-comité de la Commission d'énergie du Nord canadien: *Electric Power North of 60°*, avril 1982.

APPENDICES

Tableau A1. Puissance installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1981

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Réserve de production		Facteur de charge
	Thermique			Hydro-électrique	Total						
	Classique	Nucléaire	Sous-total								
	(MW)					(a) (GWh)	(b) (MW)	(c) (MW)	(MW)	(d) %	(e) %
1920	300	–	300	1 700	2 000	–	–	–	–	–	–
1930	400	–	400	4 300	4 700	19 468	2 222	–	–	–	–
1940	500	–	500	6 200	6 700	33 062	3 774	–	–	–	–
1950	900	–	900	8 900	9 800	55 037	6 283	–	–	–	–
1955	2 100	–	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	15	74
1960	4 392	–	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	25	72
1961	5 072	–	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	24	69
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	24	70
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	21	67
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	17	68
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	18	68
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	16	69
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	16	68
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908	176 841r	20 187r	30 300	5 608	16	67r
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592	189 522r	21 635r	32 092	7 500	19	67
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337r	23 098r	34 592	8 234	19	67r
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	212 882r	24 302r	35 720	10 956	23	68
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	231 557r	26 433r	38 921	11 023	22	68r
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	249 298r	28 459r	42 699	11 677	21	67r
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 956r	30 747r	42 528	15 002	26	72
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955r	30 360r	46 187	15 165	25	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829r	32 515r	49 537	16 456	25	66r
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673r	34 209r	52 001	18 574	26	66r
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435r	36 123r	54 106	19 812	27	67r
1979	27 353r	5 866	33 219r	44 009r	77 228r	323 465r	36 925r	55 699	21 529r	28	66
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 634	340 069r	38 821r	59 170r	22 464r	28r	66r
1981*	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	343 748	39 241	62 874	20 434	25	62

(a) *1920-1955: Données approximatives, calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour leur propre usage. Perspectives de l'énergie au Canada de 1920 à 1955 (Commission royale des perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957. 1956-1981, Statistique Canada, publication 57-202.*

(b) *Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures par an).*

(c) *Statistique Canada, publication 57-204.*

(d) *Les données sur la réserve de production sont basées sur la puissance. Ces chiffres sont différents de ceux présentés par Statistique Canada, publication 57-204, ces derniers étant basés sur l'aptitude.*

(e) *Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe.*

* *Données préliminaires.*

r *Chiffres révisés.*

Tableau A2. Puissance installée et projetée, 1981

Province	Hydro-électrique	Nucléaire	Thermique classique*	Total	Total pour le Canada (%)
Terre-Neuve	6 210	–	750	6 961	8,4
Île-du-Prince-Édouard	–	–	118	118	**
Nouvelle-Écosse	360	–	1 669	2 029	2,4
Nouveau-Brunswick	901	–	1 894	2 795	3,4
Québec	20 771	–	1 184	21 955	26,4
Ontario	7 145	5 600	13 242	25 987	31,2
Manitoba	3 641	–	501	4 142	5,0
Saskatchewan	579	–	1 761	2 340	2,8
Alberta	718	–	5 464	6 182	7,4
Colombie-Britannique	8 785	–	1 740	10 525	12,6
Yukon	58	–	36	94	**
Territoires du Nord-Ouest	47	–	133	180	**
Total pour le Canada au 31 décembre 1981***	49 216	5 600	28 493	83 308	–
Pourcentage de la puissance totale, fin 1981	59	7	34	100	–
Augmentations nettes au cours de 1981***	1 679	–	577	2 256	–
Augmentations projetées pour 1982	720	630	477	2 067	–

* *Détails fournis au tableau 2. La rubrique «Thermique classique» inclut la vapeur, les turbines à gaz et la combustion interne.*
** *Moins de 0,5 %.*
*** *Données préliminaires.*

Tableau A3. Capacité thermique classique, par type de combustible. Données préliminaires au 31 décembre 1981

Province	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres*	Total
									(MW)							
Terre-Neuve	–	503	–	–	503	170	–	170	77	–	77	–	750	–	–	750
Île-du-Prince-Édouard	–	71	–	–	71	41	–	41	7	–	7	–	118	–	–	118
Nouvelle-Écosse	637	826	–	–	1 463	205	–	205	1	–	1	637	1 032	–	–	1 669
Nouveau-Brunswick	285	1 558	–	23	1 866	23	–	23	5	–	5	285	1 586	–	23	1 894
Québec	–	635	4	16	655	363	–	363	166	–	166	–	1 164	4	16	1 184
Ontario	8 913	2 330	1 411	85	12 739	493	–	493	4	6	10	8 913	2 827	1 417	85	13 242
Manitoba	419	24	4	–	447	24	–	24	30	–	30	419	78	4	–	501
Saskatchewan	1 475	–	143	21	1 639	–	104	104	19	–	19	1 475	18	247	21	1 761
Alberta	3 673	66	1 285	75	5 098	–	325	325	11	30	41	3 673	77	1 640	75	5 464
Colombie-Britannique	–	86	969	202	1 258	188	154	342	122	18	140	–	396	1 141	202	1 740
Yukon	–	–	–	–	–	–	–	–	36	–	36	–	36	–	–	36
Territoires du Nord-Ouest	–	1	–	–	1	–	–	–	132	–	132	–	133	–	–	133
CANADA	15 401	6 101	3 816	422	25 739	1 507	583	2 090	610	54	664	15 402	8 215	4 453	425	28 493

* *Essentiellement déchets de bois et goudron de bois.*

Tableau A4. Production d'énergie électrique, par type de combustible, données pour 1981

Province	Source thermique classique							Pourcentage produit par les:	
	Charbon*	Mazout*	Gaz*	Total	Nucléaire	Hydro-électrique	Total	Pourcentage de la production totale	services publics	établissements industriels
					(GWh)				(%)	
Terre-Neuve	–	454	–	454	–	44 212	44 665	11,8	98,8	1,2
Île-du-Prince-Édouard	–	31	–	31	–	–	31	,0	100,0	,0
Nouvelle-Écosse	2 710	2 692	–	5 402	–	1 167	6 569	1,7	93,5	6,5
Nouveau-Brunswick	1 107	3 998	–	5 105	–	3 830	8 936	2,4	92,0	8,0
Québec	–	173	3	176	–	102 730	102 905	27,3	82,4	17,6
Ontario	33 430	328	1 148	34 906	37 799	37 335	110 039	29,1	96,0	4,0
Manitoba	399	124	9	532	–	17 899	18 431	4,9	99,3	0,7
Saskatchewan	5 898	62	616	6 576	–	3 097	9 674	2,6	95,7	4,3
Alberta	18 163	16	4 282	22 461	–	2 035	24 497	6,5	94,6	5,4
Colombie-Britannique	–	912	685	1 597	–	49 408	51 005	13,5	76,0	24,0
Yukon	–	102	–	102	–	290	392	0,1	100,0	,0
Territoires du Nord-Ouest	–	230	–	230	–	250	480	0,1	95,3	4,7
CANADA	61 707	9 122	6 743	77 570	37 799	262 253	377 622	100,0	89,8	10,2

* *Quantités estimées.*
SOURCE: Statistique Canada.

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par les provinces (GWh)

Provinces	Année	Commerce interprovincial			Commerce international			Total des exportations nettes
		Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Terre-Neuve	1981	36 039	–	36 039	–	–	–	36 039
	1980	37 829	–	37 829	–	–	–	37 829
	1979	35 290	–	35 290	–	–	–	35 290
Île-du-Prince-Édouard	1981	–	484	–484	–	–	–	–484
	1980	–	392	–392	–	–	–	–392
	1979	–	361	–361	–	–	–	–361
Nouvelle-Écosse	1981	125	317	–192	–	–	–	–192
	1980	226	172	54	–	–	–	54
	1979	151	494	–343	–	–	–	–343
Nouveau-Brunswick	1981	801	3 846	–3 045	3 246	54	3 192	147
	1980	564	3 901	–3 337	3 877	54	3 823	486
	1979	856	3 739	–2 883	3 890	24	3 866	983
Québec	1981	10 208	36 098	–25 890	8 313	7	8 306	–17 584
	1980	9 442	37 879	–28 437	8 107	6	8 101	–20 336
	1979	8 977	35 494	–26 517	7 663	5	7 658	–18 859
Ontario	1981	60	7 705	–7 645	11 310	343	10 967	3 322
	1980	50	7 342	–7 292	11 314	248	11 066	3 774
	1979	227	7 216	–6 989	12 193	420	11 774	4 785
Manitoba	1981	2 508	1 066	1 442	3 681	194	3 487	4 929
	1980	3 154	951	2 203	3 529	192	3 337	5 540
	1979	3 075	795	2 280	4 080	1	4 080	6 360
Saskatchewan	1981	1 068	1 290	–222	–	–	–	–222
	1980	955	1 579	–624	–	–	–	–624
	1979	774	1 247	–473	–	–	–	–473
Alberta	1981	262	168	94	–	2	–2	92
	1980	385	104	281	–	2	–2	279
	1979	394	106	288	–	2	–2	286
Colombie-Britannique	1981	165	262	–97	8 821	897	7 924	7 827
	1980	100	385	–285	3 350	2 437	913	628
	1979	103	394	–291	3 552	1 342	2 210	1 919
Yukon	1981	–	–	–	–	–	–	–
	1980	–	–	–	–	–	–	–
	1979	–	–	–	–	–	–	–
Territoires du Nord-Ouest	1981	–	–	–	–	–	–	–
	1980	–	–	–	–	–	–	–
	1979	–	–	–	–	–	–	–
CANADA	1981	–	–	–	35 372	1 497	33 875	33 875
	1980	–	–	–	30 176	2 939	27 237	27 237
	1979	–	–	–	31 378	1 792	29 586	29 586

Tableau A6. Capacité de production par type

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
			(MW)				
TERRE-NEUVE							
Total fin 1980	502,60	170,39	77,43	–	750,42	6 210,26	6 960,68
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	502,60	170,39	77,43	–	750,42	6 210,26	6 960,68
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	84,00	84,00
1983	–	–	–	–	–	3,75	3,75
1984	–	–	–	–	–	131,50	131,50
1985	–	25,00	–	–	25,00	–	25,00
Total fin 1985	502,60	195,39	77,43	–	775,42	6 429,51	7 204,93
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total fin 1980	70,50	40,85	6,89	–	118,24	–	118,24
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	70,50	40,85	6,89	–	118,24	–	118,24
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1982	70,50	40,85	6,89	–	118,24	–	118,24
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total fin 1980	1 463,28	205,00	0,60	–	1 668,88	359,90	2 028,78
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	1 463,28	205,00	0,60	–	1 668,88	359,90	2 028,78
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	6,00	6,00
1983	–	–	–	–	–	20,00	20,00
1984	150,00	–	–	–	150,00	–	150,00
1985	150,00	–	–	–	150,00	–	150,00
Total fin 1985	1 763,28	205,00	0,60	–	1 968,88	385,90	2 354,78
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total fin 1980	1 865,63	23,38	4,84	–	1 893,85	900,93	2 794,78
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	1 865,63	23,38	4,84	–	1 893,85	900,93	2 794,78
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	630,00	630,00	–	630,00
Total fin 1982	1 865,63	23,38	4,84	630,00	2 523,85	900,93	3 424,78
QUÉBEC							
Total fin 1980	655,25	362,88	155,68	–	1 173,81	19 091,09	20 264,90
Augmentations 1981	–	–	10,54	–	10,54	1 679,45	1 689,99
Total fin 1981	655,25	362,88	166,22	–	1 184,35	20 770,54	21 954,89
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	576,00	576,00
1983	–	–	–	685,00	685,00	1 536,00	2 221,00
1984	–	–	–	–	–	2 243,00	2 243,00
1985	–	–	–	–	–	1 574,00	1 574,00
1986	–	–	–	–	–	–	–
1987	–	–	–	–	–	510,00	510,00
1988	–	–	–	–	–	1 275,00	1 275,00
1989	–	–	–	–	–	1 884,00	1 884,00
1990	–	–	–	–	–	2 060,02	2 060,02
1991	–	–	–	–	–	2 112,00	2 112,00
Total fin 1991	655,25	362,88	166,22	685,00	1 869,35	34 540,56	36 409,91

Tableau A6. Capacité de production par type (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
				(MW)			
ONTARIO							
Total fin 1980	12 590,31	450,64	10,02	5 600,00	18 650,97	7 145,31	25 796,28
Augmentations 1981	149,00	42,00	–	–	191,00	–	191,00
Total fin 1981	12 739,31	492,64	10,02	5 600,00	18 841,97	7 145,31	25 987,28
Augmentations projetées							
1982	149,00	28,00	–	–	177,00	54,00	231,00
1983	–	28,00	–	1 788,00	1 816,00	–	1 816,00
1984	206,00	–	–	1 788,00	1 994,00	–	1 994,00
1985	–	42,00	–	–	42,00	–	42,00
1986	–	–	–	756,00	756,00	–	756,00
1987	–	–	–	756,00	756,00	–	756,00
1988	–	14,00	–	881,00	895,00	–	895,00
1989	–	–	–	881,00	881,00	–	881,00
1990	–	–	–	881,00	881,00	–	881,00
1991	–	–	–	881,00	881,00	–	881,00
Total fin 1991	13 094,31	604,64	10,02	14 212,00	27 920,97	7 199,31	35 120,28
MANITOBA							
Total fin 1980	447,00	23,80	30,35	–	501,15	3 641,10	4 142,25
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	447,00	23,80	30,35	–	501,15	3 641,10	4 142,25
Augmentations projetées							
1992	–	–	–	–	–	240,00	240,00
1993	–	–	–	–	–	600,00	600,00
1994	–	–	–	–	–	360,00	360,00
Total fin 1994	447,00	23,80	30,35	–	501,15	4 841,10	5 342,25
SASKATCHEWAN							
Total fin 1980	1 638,96	103,92	18,53	–	1 761,41	578,74	2 340,15
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	1 638,96	103,92	18,53	–	1 761,41	578,74	2 340,15
Augmentations projetées							
1982	300,00	–	–	–	300,00	–	300,00
1983	–	–	–	–	–	–	–
1984	–	–	–	–	–	–	–
1985	–	–	–	–	–	168,00	168,00
1986	–	–	–	–	–	84,00	84,00
Total fin 1986	1 938,96	103,92	18,53	–	2 061,41	830,74	2 892,15
ALBERTA							
Total fin 1980	4 723,43	324,50	40,90	–	5 088,83	718,30	5 807,13
Augmentations 1981	375,00	–	–	–	375,00	–	375,00
Total fin 1981	5 098,43	324,50	40,90	–	5 463,83	718,30	6 182,13
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	–	–
1983	400,00	–	–	–	400,00	–	400,00
1984	400,00	–	–	–	400,00	–	400,00
1985	780,00	–	–	–	780,00	–	780,00
1986	1 180,00	–	–	–	1 180,00	–	1 180,00
1987	400,00	–	–	–	400,00	–	400,00
Total fin 1987	8 258,43	324,50	40,90	–	8 623,83	718,30	9 342,13

Tableau A6. Capacité de production par type (fin)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydro-électrique	Total
			(MW)				
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total fin 1980	1 257,79	342,20	139,76	–	1 739,75	8 784,92	10 524,67
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	1 257,79	342,20	139,76	–	1 739,75	8 784,92	10 524,67
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	–	–
1983	–	–	–	–	–	921,50	921,50
1984	–	–	–	–	–	921,50	921,50
1985	–	–	–	–	–	–	–
1986	–	–	–	–	–	–	–
1987	–	–	–	–	–	–	–
1988	–	–	–	–	–	372,00	372,00
1989	560,00	–	–	–	560,00	672,00	1 232,00
1990	560,00	–	–	–	560,00	–	560,00
1991	–	–	–	–	–	80,00	80,00
1992	–	–	–	–	–	320,00	320,00
Total fin 1992	2 377,79	342,20	139,76	–	2 859,75	12 071,92	14 931,67
YUKON							
Total fin 1980	–	–	36,01	–	36,01	58,14	94,15
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	–	–	36,01	–	36,01	58,14	94,15
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	–	–
1983	–	–	–	–	–	–	–
1984	–	–	–	–	–	20,00	20,00
Total fin 1984	–	–	36,01	–	36,01	78,14	114,15
TERRITOIRES DU NORD-OUEST							
Total fin 1980	0,60	–	132,42	–	133,02	47,36	180,38
Augmentations 1981	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1981	0,60	–	132,42	–	133,02	47,36	180,38
Augmentations projetées							
1982	–	–	–	–	–	–	–
Total fin 1982	0,60	–	132,42	–	133,02	47,36	180,38
CANADA							
Total fin 1980	25 215,34	2 047,56	653,42	5 600,00	33 516,32	47 536,04	81 052,36
Augmentations 1981	524,00	42,00	10,54	–	576,54	1 679,45	2 255,99
Total fin 1981	25 739,34	2 089,56	663,96	5 600,00	34 092,86	49 215,49	83 308,35
Augmentations projetées							
1982	449,00	28,00	–	630,00	1 107,00	720,00	1 827,00
1983	400,00	28,00	–	2 473,00	2 901,00	2 481,25	5 382,25
1984	756,00	–	–	1 788,00	2 544,00	3 316,00	5 860,00
1985	930,00	67,00	–	–	997,00	1 742,00	2 739,00
1986	1 180,00	–	–	756,00	1 936,00	84,00	2 020,00
1987	400,00	–	–	756,00	1 156,00	510,00	1 666,00
1988	–	14,00	–	881,00	895,00	1 647,00	2 542,00
1989	560,00	–	–	881,00	1 441,00	2 556,00	3 997,00
1990	560,00	–	–	881,00	1 441,00	2 060,02	3 501,02
1991	–	–	–	881,00	881,00	2 192,00	3 073,00
1992	–	–	–	–	–	320,00	320,00
1993	–	–	–	–	–	600,00	600,00
1994	–	–	–	–	–	360,00	360,00
Total fin 1994	30 974,34	2 226,56	663,96	15 527,00	49 381,32	68 023,76	117 435,62

Tableau A7. Expansion de la puissance installée au Canada par centrale. Principales additions en 1981 et projets pour 1982-1994

Province	Centrale	Type	Augmentations en 1981 (MW)	Année	Augmentations projetées (MW)	Situation	Puissance projetée de la centrale (MW)
Terre-Neuve							
	Upper Salmon	H		1982	84,00	C	84,00
	Topsail	H		1983	2,10	P	2,10
	Lawn	H		1983	0,65	P	0,65
	Morris	H		1983	1,00	P	1,00
	Lookout Brook	H		1984	2,60	P	2,60
	Lookout Pond	H		1984	0,90	P	0,90
	Seal Cove	H		1984	1,00	P	1,00
	Cat Arm	H		1984	2 x 63,50	C	127,00
	Port aux Basques	TG		1985	25,00	P	25,00
Nouvelle-Écosse							
	Fourth Lake	H		1982	2,5	C	2,50
	Gisborne Canal	H		1982	3.5	C	3,50
	Annapolis Royal	H		1983	20,0	C	20,00
	Lingan	V(C)		1984	150,0	C	
				1985	150,0	P	600,00
Nouveau-Brunswick							
	Pointe-Lepreau	N		1982	630	C	630,00
Québec							
	Beauharnois (net)	H	5			I	1 579,30
	Bryson (net)	H	9,45			I	65,45
	Delaney	H		1987	2 X 225	P	
				1988	5 X 255	P	
				1989	3 X 255	P	2 550,00
	Gentilly 2	N		1983	685	C	685,00
	Grande-Baleine-GB-1	H		1990	2 X 392	P	
				1991	3 X 392	P	1 960,00
	GB-2	H		1991	3 X 160	P	480,00
	GB-3	H		1991	3 X 152	P	456,00
	La Grande – LG-2	H	5 X 333			I	5 328,00
	LG-3	H		1982	3 X 192	C	
				1963	8 X 192	C	
				1984	192	C	2 304,00
	LG-4	H		1984	7 X 293	C	
				1985	2 X 293	C	2 637,00
	LG-1	H		1989	6 X 114	C	
				1990	4 X 114	C	1 140,00
	Brisay	H		1989	2 X 217,5	P	435,00
	La Forge 1	H		1990	6 X 136,67	P	820,02
	Manic 5	H		1985	4 X 247	C	2 280,00
	Lieux divers	CI	10,54			I	

Tableau A7. Expansion de la puissance installée au Canada par centrale. Principales additions en 1981 et projets pour 1982-1994 (fin)

Province	Centrale	Type	Augmentations en 1981 (MW)	Année	Augmentations projetées (MW)	Situation	Puissance projetée de la centrale (MW)
Ontario							
	Atikokan	V(C)		1984	206	C	206,00
	Bruce B	N		1983	756	C	
				1984	756	C	
				1986	756	C	
				1987	756	C	
		TG		1982	2 X 14	C	
				1983	2 X 24	P	3 080,00
	Darlington	N		1988	881	C	
				1989	881	C	
				1990	881	C	
				1991	881	C	
		TG		1985	3 X 14	P	
				1988	14	P	3 580,00
	Pickering B	N		1983	2 X 516	C	
				1984	2 X 516	C	
		TG	6 X 7,0			I	2 106,00
	St. Mary's	H		1982	3 X 18	C	54,00
	Thunder Bay	V(C)	149			I	
				1982	149	C	447,00
Manitoba							
	Limestone	H		1992	2 X 120	P	
				1993	5 X 120	P	
				1994	3 X 120	P	1 200,00
Saskatchewan							
	Nipawin	H		1985	2 X 84	C	
				1986	84	C	252,00
	Poplar River	V(C)		1982	300	C	600,00
Alberta							
	Battle River	V(C)	375			I	737,00
	Genesee	V(C)		1986	400	C	
				1987	400	C	800,00
	Keephills	V(C)		1983	400	C	
				1984	400	C	
				1985	400	P	
				1986	400	P	1 600,00
	Sheerness	V(C)		1985	380	C	
				1986	380	C	760,00
Colombie-Britannique							
	Hat Creek	V(C)		1989	560	P	
				1990	560	P	1 120,00
	Keenleyside	H		1988	2 X 36	P	
				1989	2 X 36	P	144,00
	Murphy Creek	H		1991	2 X 40	P	
				1992	8 X 40	P	400,00
	Peace Site C	H		1988	2 X 150	P	
				1989	4 X 150	P	900,00
	Revelstoke	H		1983	2 X 460,75	C	
				1984	2 X 460,75	C	1 843,00
Yukon							
	Whitehorse	H		1984	20	P	39,39

Légende:

H	*Hydro-électrique*	*N*	*Nucléaire*	*I*	*Installée*
V(C)	*Vapeur (charbon)*	*CI*	*Combustion interne*	*C*	*En construction*
V(G)	*Vapeur (gaz)*	*TG*	*Turbine à gaz*	*P*	*Projetée*
V(M)	*Vapeur (mazout)*	*EO*	*Éolienne*		

Énergie, Mines et
Ressources Canada

Energy, Mines and
Resources Canada